



UnB

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - FACE

Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

**A VIDA ÚTIL DE INSTALAÇÕES NO
SETOR ELÉTRICO E SUA INFLUÊNCIA
NA DEFINIÇÃO DAS TARIFAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL**

LUCIANO AUGUSTO DUARTE CHEBERLE

Brasília, dezembro de 2013

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - FACE

Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

LUCIANO AUGUSTO DUARTE CHEBERLE

**A VIDA ÚTIL DE INSTALAÇÕES NO
SETOR ELÉTRICO E SUA INFLUÊNCIA
NA DEFINIÇÃO DAS TARIFAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL**

Dissertação apresentada na Faculdade de Economia,
Administração e Contabilidade - FACE da Universidade de
Brasília - UnB para obtenção do Título de Mestre em
Regulação e Gestão de Negócios

Orientador: Prof. Dr. Vander Mendes Lucas

Brasília
2013

FICHA CATALOGRÁFICA

CHEBERLE, Luciano Augusto Duarte

A Vida útil de instalações no setor elétrico e sua influência na definição das tarifas de distribuição de energia no Brasil, 2013. 126p.

Dissertação: Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios

Orientador: Vander Mendes Lucas, Doutor.

1. Vida útil de bens e instalações do setor elétrico
2. Taxas de depreciação de bens e instalações do setor elétrico
3. Controle patrimonial
4. Revisão tarifária
5. Base de remuneração regulatória

I. CERME/FACE/UnB

II. Título: Mestre

Cessão de Direitos

NOME DO AUTOR: Luciano Augusto Duarte Cheberle

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO PROFISSIONAL: A Vida útil de instalações no setor elétrico e sua influência na definição das tarifas de distribuição de energia no Brasil.

GRAU/ANO: Mestre/2013

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado profissional e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos ou científicos. O autor reserva direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Luciano Augusto Duarte Cheberle

**A VIDA ÚTIL DE INSTALAÇÕES NO SETOR ELÉTRICO E SUA
INFLUÊNCIA NA DEFINIÇÃO DAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA NO BRASIL**

Dissertação apresentada na Faculdade de Economia,
Administração e Contabilidade - FACE da Universidade de
Brasília - UnB para obtenção do Título de Mestre em
Regulação e Gestão de Negócios

Comissão Examinadora formada pelos membros:

Prof. Dr. Vander Mendes Lucas – UnB
(Presidente e Orientador)

Prof. Dr. Paulo Augusto Pettenuzzo de Britto – UnB
(Membro Titular)

Dr. Cláudio Elias Carvalho – USP
(Membro Suplente)

Local: Universidade de Brasília
Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - FACE
Departamento de Economia
UnB – Brasília

13 de dezembro de 2013

*Por meus filhos, Lisandra e Lorenzo, para que tenham um amanhã melhor,
e motivem-se à constante busca do conhecimento e da evolução*

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Criador e aos guias mais elevados por me iluminarem nos meus caminhos, concedendo-me saúde e capacidade intelectual para alcançar a graça da superação de mais um desafio.

Aos meus pais, Élio e Maria Eunice, por terem me proporcionado a melhor educação, a melhor formação social e acadêmica. Reconheço aqui todo o esforço realizado ao longo de minha jornada estudantil e acadêmica. Meu maior patrimônio é a educação e a formação educacional que eles me proporcionaram.

A minha esposa Luciana, pela compreensão e companheirismo, pelo apoio e confiança depositados a mim nesses dois anos de intenso envolvimento nos estudos, nas pesquisas, nas aulas dos fins de semana, momentos em que fomos privados do nosso convívio.

Aos meus filhos, Lisandra e Lorenzo, que me movem, pelas alegrias que me proporcionam, a buscar novos conhecimentos e propor inovações, soluções práticas para que vivam num mundo melhor.

Ao professor orientador Dr. Vander Mendes Lucas que com seu conhecimento, experiência acadêmica e humildade, me mostrou muitas vezes que “o brilhante também está no simples”.

Aos amigos e colegas de trabalho Cláudio Elias Carvalho, Lincoln José Silva de Albuquerque Barros, Dr. Antônio Ganim, pela imensurável colaboração, não somente durante os estudos que motivaram a elaboração deste trabalho, mas durante este período desde a concepção das ideias de um novo conceito de controle patrimonial para o setor elétrico brasileiro, em 2008, os quais sempre compartilharam com generosidade sua inteligência ímpar e vasta experiência.

Aos colegas Armando José Rabelo, Nelson Simão de Carvalho Júnior e Márcio Andrey Roselli pela disponibilização, organização e arranjo digital de preciosas informações que serviram para a formação da base de dados deste trabalho.

Aos amigos próximos e demais familiares, especialmente ao meu irmão Paulo César Duarte Cheberle, pelo incentivo constante, essenciais para que eu busque sempre me tornar uma pessoa melhor. À minha sobrinha Victória pela ajuda na compreensão das traduções.

Por fim, agradeço à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, na figura de meu Superintendente, Dr. Davi Antunes Lima, pela oportunidade ímpar de poder cursar o mestrado sem ônus e com abono de minhas horas laborais.

*“Don't just ‘work smart’, work smart on the right thing”
Vilfredo F. D. Pareto.*

RESUMO

A definição de depreciação nas normas internacionais de contabilidade é dada como a alocação sistemática de uma despesa permissível da parte depreciável de um ativo sobre sua vida útil. Essa despesa é o custo inicial do ativo menos seu valor residual estimado na data da aquisição. A pré-definição de tarifas cobre o custo do serviço inclusivo da depreciação, e é fundamental à determinação da capacidade financeira e operacional de prestadores de serviço, sejam públicos ou privados. A aplicação de regras claras de depreciação deve visar a estabilidade regulatória aos prestadores de serviço, garantindo que as taxas de depreciação serão suficientes para cobrir o retorno do capital.

No caso específico do setor elétrico brasileiro, as modelagens econométricas de custo e reconhecimento de investimentos, adotadas atualmente, implicam que superestimar a depreciação de bens e instalações em serviço, ou seja, estimar para menos a sua vida útil, significa antecipar o fluxo de caixa de receita (MINAKAWA, TADA e WU, 2008), o que pode elevar os preços aos consumidores e também tornar maiores os valores adicionados aos acionistas dos agentes prestadores de serviço. Subestimar a depreciação, estimando para maior a vida útil desses bens, ao contrário, pode produzir preços inadequados ao equilíbrio econômico-financeiro da prestação do serviço.

Este trabalho apresenta o estudo da aplicação do cálculo das taxas de depreciação de ativos na modelagem econométrica de definição da base de remuneração regulatória hoje adotada no setor elétrico brasileiro, avaliando se a forma como se aplica as taxas de depreciação atualmente no cálculo tarifário se adéqua ao propósito do atingimento e garantia do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica. O estudo apresentado define a chancela do método ora empregado ou a proposição de uma evolução conceitual na forma de cálculo dessas taxas de depreciação, basicamente analisando o emprego individualizado por tipo de ativo investido ou agregado por um conjunto de bens e instalações.

Mostram (MINAKAWA, TADA e WU, 2008) que no Japão as vidas úteis das instalações elétricas são especificadas pela “Electric Utility Accounts Law”, entretanto, no que diz respeito ao cálculo da depreciação, duas maneiras são admissíveis: um é determinar a depreciação de cada ativo dos agentes baseada em sua vida útil. Neste método pode-se obter a depreciação precisa do ativo se da base de dados constar os dados contábeis detalhados (por exemplo: custo inicial, data da instalação, vida útil, recursos residuais, etc.) de todas as

instalações de cada área de atuação. A quantidade enorme destes dados de cada agente deve ser inserida numa base de dados geral, enorme quando pensamos num país como o Brasil. Por outro lado, no Japão, um método simplificado é permitido para computação da depreciação. Este método simplificado da computação trata uma agregação de todos bens componentes de um tipo de instalação como um bloco e define a vida útil do bem de acordo com cada bloco de instalações, como por exemplo uma planta hidroelétrica de geração, uma planta nuclear de geração, uma linha de transmissão ou de distribuição, etc. As vidas úteis de uma linha de distribuição podem ser definidas, portanto, como um bloco de ativos. Entretanto, a vida útil de cada bem ou equipamento componente dessas instalações é definida também pela Lei.

O conteúdo apresentado examina outras técnicas de órgãos internacionais e, baseado no conceito japonês simplificado para a computação da depreciação, contribui para tornar mais justo o efeito do cálculo da depreciação na definição das tarifas de energia elétrica no Brasil e, principalmente, com uma melhor reprodutibilidade dos cálculos tarifários, reduzindo em boa parte a assimetria de informação entre agentes, órgão regulador e a sociedade em geral.

Palavras-chave:

1.Regulação; 2.Vida útil; 3.Depreciação; 4.Revisão Tarifária; 5.Distribuição; 6.Energia.

ABSTRACT

The depreciation definition, in the international norms of accounting is given as the systematic allocation of a permissible expenditure of the depreciable part of an asset on its useful life. This expenditure is the initial cost of the asset but its esteem residual value in the date of the acquisition. The daily pay-definition of tariffs has covered the cost of the inclusive service of depreciation, and is basic to the determination of the financial capacity and operational of service rendering, they are public or private. The application of clear rules of depreciation must aim at the regulatory stability to the service rendering, guaranteeing that the depreciation taxes will be enough to cover the return of the capital.

In the specific case of the Brazilian electric sector, the econometrical models of cost and recognition of investments, adopted currently, imply that to overestimate the depreciation of good and installations in service, that is, estimate less for its useful life, means to anticipate the cash flow (MINAKAWA, TADA e WU, 2008), what it can raise the prices to the consumers and also becomes greater the added values to rendering services agents shareholders. Underestimate depreciation, estimating greater the useful life of these goods, in contrast, can produce inadequate prices to the economic-financial balance of service installment.

This work presents the study of the application of depreciation of assets taxes calculation in the econometrical modeling adopted currently in the Brazilian electric sector for the regulatory remuneration base definition, evaluating if the form as if it applies the taxes of depreciation, currently, in tariff revisions processes adjusts to the intention of the achievement and guarantee of the economic-financial balance of electricity distribution services rendering contracts. The presented study defines if the employed method however can be sealed, confirmed, or if can be assumed one proposal of a conceptual evolution in the form of calculation of these taxes of depreciation, basically analyzing the individual treatment by type of asset invested or added for a set of assets and installations.

In Japan, as demonstrated by (MINAKAWA, TADA e WU, 2008), the lifetimes of electric facilities is specified by the "Electric Utility Accounts Law". With regard to depreciation calculation, two ways are possible: one is to determine depreciation of every account entity based on its lifetime. With this method precise depreciation can be obtained, if the master database covers detailed account data (e.g., initial cost, installation date, lifetime, remaining assets, etc.) of all facilities in a plant. The huge amount of these account data of the

components (lifetime, value of remaining assets) must be input into the master database. Therefore, a simplified method is allowed for depreciation computation. This simplified computation method treats a set of all component facilities of a plant as one block entity, and defines the lifetime of the entity according to each block, such as hydroelectric generation plant, nuclear generation plant, transmission and distribution line, etc. The lifetimes of a distribution line can be defined as one block. However, the lifetime of each piece of component equipment is also defined by the law.

The presented content examines other international regulated techniques and, based on simplified Japanese concept for the depreciation computation, contributes to become fairer the effect of depreciation calculation in the definition of the electric energy tariffs in Brazil, and mainly contributes with one proposal for better reproducibility of tariff calculations, reducing the existing asymmetry of information between agents, regulatory agency and the society in general.

Keywords:

1.Regulation; 2.Asset life cycle; 3.Depreciation; 4.Tariff Revision; 5.Distribution; 6.Energy.

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 2-1: Fases do ciclo de vida consideradas em um sistema integrado de gestão de ativos</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3-1 – Gráfico da Distribuição da densidade de probabilidade da vida útil de transformadores de distribuição no Brasil.</i>	<i>61</i>
<i>Figura 3-2 - Gráfico da representatividade dos tipos de bens em serviço nas concessões de distribuição de energia no Brasil.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 3-3 – Representatividade dos bens quanto aos tipos de bens cadastráveis.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 3-4 - Representatividade dos bens quanto a base de remuneração regulatória</i>	<i>74</i>
<i>Figura 3-5- Média do salário do electricista em função do percentual de descarte de dados extremos. Curva Viesada a Esquerda.</i>	<i>82</i>
<i>Figura 5-1 – fluxo de projeto de análise estatística gerado no SAS Enterprise Guide</i>	<i>126</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 2-1 – Documentos disciplinadores sobre depreciação</i>	<i>27</i>
<i>Tabela 2-2 – Comparação entre taxas médias de depreciação de tipos de ativos ou instalações em serviços de eletricidade de diversos países</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 2-3 – Cálculo da Base de Remuneração em um processo de revisão tarifária de distribuidora</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 2-4 – Participação dos custos nas parcelas do índice de reposicionamento tarifário</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 3-1 - Empresas selecionadas para análise de representatividade dos bens</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 3-2 – Ordenação dos tipos de bens por representatividade</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 3-3 – Aplicação da Lei de Pareto aos dados analisados</i>	<i>69</i>
<i>Tabela 3-4 – Categorias propostas à representatividade dos tipos de bens</i>	<i>72</i>
<i>Tabela 3-5 – Resumo das categorias representativas dos tipos de bens.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabela 3-6 - Base de dados para a análise da representatividade dos TUC.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabela 3-7- Base de dados para os cálculos das taxas de depreciação médias e medianas.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabela 3-8 – Percentual de representatividade dos registros analisados por tipo de bens cadastráveis</i>	<i>77</i>
<i>Tabela 3-9 - Tipos de Instalação – TI de Subestações, linhas e redes de distribuição de energia</i>	<i>77</i>
<i>Tabela 3-10 - Tipos de Instalação – TI de Administração central e específica.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabela 3-11 – Demais Tipos de Instalação – TI.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabela 3-12 - Resultados do cálculo de δ_2.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabela 3-13- Resultados do cálculo de δ_2.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabela 3-14- Resultados do cálculo de δ_3.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabela 3-15 – Resultado da adoção de uma taxa única de depreciação no cálculo das revisões de tarifas de distribuição de energia no Brasil</i>	<i>84</i>
<i>Tabela 3-16 – Recálculo da revisão tarifária de 54 distribuidoras de energia, utilizando uma taxa de depreciação unica regulatória</i>	<i>86</i>
<i>Tabela 5-1 – Resultados do cálculo de δ_1 (Todos os TUC).....</i>	<i>97</i>
<i>Tabela 5-2 – Resultados do cálculo de δ_2 (TUC.TI).....</i>	<i>101</i>
<i>Tabela 5-3 - Resultados do cálculo de δ_2 (agregado em TI).....</i>	<i>120</i>
<i>Tabela 5-4 - Resultados do cálculo de δ_3 ($TUC_{essenciais} \cdot A1$).....</i>	<i>121</i>
<i>Tabela 5-5 - Resultados do cálculo de δ_3 ($TUC_{acessorios} \cdot A1$)</i>	<i>122</i>
<i>Tabela 5-6- Resultados do cálculo de δ_3 ($TUC_{infraestrutura} \cdot A1$)</i>	<i>123</i>

SUMÁRIO

Capítulo 1 - APRESENTAÇÃO	13
1.1 Introdução	13
1.2 Estrutura do trabalho	14
Capítulo 2 – MARCO TEÓRICO E DELIMITAÇÃO DO OBJETO DE ESTUDO.....	16
2.1 Conceitos e Critérios Contábeis e de Controle Patrimonial aplicáveis à Vida Útil Econômica e Taxas de Depreciação	16
2.1.1 O Controle Patrimonial	16
2.1.2 Vida Útil Econômica e as definições básicas legais, em normas, pronunciamentos contábeis e condutas brasileiras	18
2.1.2.1. Vida útil econômica	18
2.1.2.2. Depreciação, Amortização e Exaustão.....	18
2.1.2.3. Valor Original Contábil – VOC ou Valor Bruto Contábil - VBC.....	19
2.1.2.4. Valor líquido contábil - VLC.....	19
2.1.2.5. Balanço de Patrimônio e Inventários.....	19
2.1.2.6. Laudo de Avaliação e informações de Vida Útil.....	20
2.1.2.6.1. Características do Laudo de Avaliação.....	20
2.1.2.6.2. Laudo de Avaliação e as Depreciações.....	22
2.1.3 Instituições disciplinadoras	24
2.1.4 O Controle Patrimonial, o acompanhamento e a regulação das vidas úteis dos bens e instalações no Setor Elétrico Brasileiro	27
2.1.5 Como se dá a gestão de ativos no setor elétrico brasileiro – uma breve abordagem das práticas	30
2.2 Aplicação dos conceitos de vidas úteis, e taxas de depreciação na definição regulatória de tarifas para concessões de distribuição de energia no Brasil	34
2.2.1 Depreciação	35
2.2.1.1. Componentes da Depreciação	35
2.2.1.2. Definições e visões regulatórias de depreciação	37
2.2.1.3. Elementos da depreciação.....	39
2.2.1.3.1. Métodos de depreciação	39
2.2.1.3.2. As taxas de depreciação	44
2.2.1.3.3. Base de Ativos onde serão aplicadas as taxas de depreciação	47
2.2.2 A Regulação e as revisões tarifárias de distribuidoras de energia no Brasil	48
2.2.2.1. Cálculo do Reposicionamento Tarifário (RT).....	50
2.2.2.2. A Base de Remuneração Regulatória.....	53
2.2.3 A análise da depreciação e do impacto da “Parcela B” no cálculo dos reposicionamentos tarifários das distribuidoras de energia no Brasil	56
Capítulo 3 - METODOLOGIA DE PESQUISA.....	59
3.1 Procedimentos metodológicos da pesquisa	59
3.1.1 Esclarecimentos sobre o cálculo da vida útil das instalações	59
3.1.2 Metodologia.....	62



3.2	Instrumentos de pesquisa e coleta de dados	63
3.3	Apresentação dos dados contábeis e regulatórios da pesquisa com os agentes do setor elétrico brasileiro.....	68
3.4	Consolidação dos dados das distribuidoras nacionais em uma proposição de agregação das taxas de depreciação dado o controle patrimonial vigente	74
3.4.1	INDICADORES DE TENDÊNCIA CENTRAL – a escolha para a convenção.....	80
3.5	Análise dos dados e resultados da aplicação da adoção de uma nova modelagem agregada de bens, por tipo ou função das instalações, no cálculo das revisões de tarifas de distribuição de energia no Brasil.	83
Capítulo 4 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....		88
Capítulo 5 – BIBLIOGRAFIA, APÊNDICES E ANEXOS		92
5.1	Referências bibliográficas	92
5.2	Leituras Complementares	95
5.3	Apêndices	97

Capítulo 1 - APRESENTAÇÃO

1.1 Introdução

A norma padrão internacional de contabilidade International Accounting Standard (IAS) 16¹, define a depreciação como “*a alocação sistemática da parte depreciável de um ativo sobre sua vida útil*”. A parte depreciável é o custo inicial do ativo menos seu valor residual estimado na data da aquisição. A pré-definição de tarifas cobre o custo do serviço inclusivo da depreciação, e pode também ser considerada como método pelo qual o capital investido poderá ser retornado com equidade aos investidores dada a vida econômica antecipada dos ativos.

Assim, a depreciação é uma despesa permissível com o propósito da computação da tarifa. A quantidade de receita que um prestador de serviço necessita recuperar de seus clientes é calculada para assegurar-se de que tenha condições suficientes para:

- financiar despesas de capital para novos investimentos;
- continuar a operar e manter sua rede ou o serviço prestado;
- cobrir a depreciação anual de seus ativos; e
- fornecer um razoável retorno da importância investida (taxa de retorno).

A depreciação é fundamental à determinação da capacidade financeira e operacional de prestadores de serviço, sejam públicos ou privados. A aplicação de regras claras de depreciação deve dar a confiança aos prestadores de serviço que as taxas de depreciação serão suficientes para cobrir o retorno do capital.

No caso específico do setor elétrico, as modelagens econométricas de custo e reconhecimento de investimentos, adotadas atualmente para definição das tarifas têm em conta que a depreciação pode representar uma parte significativa dos custos totais da prestação dos serviços e, conseqüentemente, dos preços que os consumidores desses serviços pagam pela eletricidade.

¹ (INTERNATIONAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD - IASB, 2012)

Assim, toda e qualquer superestimação da depreciação conduzirá a preços mais elevados para os consumidores e a maiores valores adicionados para os acionistas, dada a antecipação do seu fluxo de caixa. O contrário poderá produzir preços inadequados ao equilíbrio econômico-financeiro da prestação do serviço.

Portanto, a definição dos padrões de recuperação do capital e do tempo em que o capital investido deverá ser retornado aos investidores é de fundamental importância à definição de tarifas no setor elétrico.

De forma geral, este trabalho objetiva apresentar o estudo da aplicação do cálculo das taxas de depreciação de ativos na modelagem econométrica de definição da base de remuneração regulatória hoje adotada no setor elétrico brasileiro, avaliando sua adequação ao propósito do atingimento e garantia desse equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica.

Os resultados específicos esperados do estudo são a chancela do método hoje empregado ou a proposição de uma evolução conceitual na forma de cálculo dessas taxas de depreciação, basicamente analisando o emprego individualizado por tipo de ativo investido ou agregado por um conjunto de bens e instalações.

1.2 Estrutura do trabalho

Na seqüência desse capítulo, o capítulo 2 apresenta, na primeira seção, os conceitos gerais sobre vida útil econômica e taxas de depreciação no controle patrimonial do setor elétrico brasileiro, o histórico desse compêndio legislativo, bem como alguns critérios utilizados nas principais normas brasileiras de contabilidade, além da abordagem atual dada pela Regulação. Na segunda seção, é apresentada a aplicação desses conceitos nos processos de definição metodológica e operacional do estabelecimento das tarifas para concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil.

O capítulo 3 apresenta a metodologia da pesquisa, os dados levantados e a análise dos dados, sob o aspecto de uma proposição de modelagem matemática de agregação, simplificação do controle patrimonial regulatório hoje vigente, no que tange à aplicação de taxas de depreciação, calculadas por tipos ou grupos de instalações, não mais individualizadas por unidades de cadastro.

São também apresentados os resultados encontrados e a resposta da modelagem matemática proposta. O resultado comparado indicará se o método adotado hoje pelo órgão regulador é consistente, ou se aplicando a metodologia matemática de simplificação do controle das depreciações por grupos de instalações, poder-se-á encontrar resultados iguais ou melhores, de modo a manter ou tornar mais justo o efeito da depreciação na definição das tarifas de energia elétrica no Brasil.

Por fim, o capítulo 4 apresenta as conclusões e recomendações desse estudo e o capítulo 5, traz as referências bibliográficas, apêndices e anexos.

Em resumo, portanto, o trabalho estrutura-se em:

Capítulo 1: APRESENTAÇÃO;

Seção 1.1- Introdução

Seção 1.2- Estrutura do trabalho

Capítulo 2: MARCO TEÓRICO E DELIMITAÇÃO DO OBJETO DE ESTUDO

Seção 2.1- Conceitos e Critérios Contábeis e de Controle Patrimonial aplicáveis à Vida Útil Econômica e Taxas de Depreciação: Apresentação teórica dos conceitos contábeis e econômicos de vida útil e taxas de depreciação;

Seção 2.2- Aplicação dos conceitos de vidas úteis e taxas de depreciação na definição de tarifas para concessões de distribuição de energia no Brasil.

Capítulo 3: METODOLOGIA DE PESQUISA

Seção 3.1 Procedimentos metodológicos da pesquisa

Seção 3.2- O modelo geral da pesquisa

Seção 3.3- Instrumentos de pesquisa e coleta de dados

Seção 3.4- Apresentação dos dados contábeis e regulatórios da pesquisa com os agentes do setor elétrico brasileiro e consolidação dos dados nacionais em uma proposição de agregação do controle patrimonial regulatório hoje vigente.

Seção 3.5- Análise dos dados e resultados da aplicação da adoção de uma nova modelagem agregada de bens, por tipo ou função das instalações, no cálculo das revisões de tarifas de distribuição de energia no Brasil.

Capítulo 4: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Capítulo 5: BIBLIOGRAFIA, APÊNDICES E ANEXOS

Capítulo 2 – MARCO TEÓRICO E DELIMITAÇÃO DO OBJETO DE ESTUDO

2.1 Conceitos e Critérios Contábeis e de Controle Patrimonial aplicáveis à Vida Útil Econômica e Taxas de Depreciação

Este capítulo apresenta conceitos gerais sobre vida útil econômica e taxas de depreciação, bem como alguns critérios utilizados nas principais normas brasileiras de contabilidade, como exemplo, a NBC T 16.9 – Depreciação, Amortização e Exaustão (CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE - CFC, 1999). Esses conceitos e aplicações de critérios contábeis são de extrema relevância no que concerne à gerência e ao controle do patrimônio, especialmente aplicado ao setor elétrico brasileiro, e servirão como baluartes para o entendimento do estudo apresentado neste trabalho.

2.1.1 O Controle Patrimonial

A definição mais resumida de um Controle Patrimonial pode ser dada como sendo o gerenciamento do patrimônio de qualquer empreendimento, abrangendo os ativos tangíveis e os intangíveis. Ativo é todo bem ou instalação do patrimônio de um empreendimento que gera uma expectativa de benefícios futuros. Entre os diversos conceitos contábeis para o termo “ATIVO” que podemos extrair de vasta literatura, destaque é dado para o que dizem resumidamente as três seguintes citações:

- 1) *“O ativo compreende as aplicações de recursos representados por bens e direitos”* (CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE - CFC, 2008);
- 2) *“(…) é o conjunto de meios ou a matéria posta à disposição do administrador para que este possa operar de modo a conseguir os fins que a entidade... tem em vista (...)”* - (D’ÁURIA, 1948)²; e

² Francisco D’Áuria foi o precursor do estudo científico no Brasil. Em 1948, introduziu o patrimonialismo na Contabilidade Pública Brasileira.

3) “(...) ativos representam benefícios futuros esperados, direitos que foram adquiridos pela entidade como resultado de alguma transação corrente ou passada (...)” - Sprouse e Moonitz (1962), citados em (IUDÍCIBUS, 2000).

A palavra “tangível” vem do latim *tangere* (SCHMIDT e SANTOS, 2002), que significa “tocar”. Portanto, os bens tangíveis são aqueles que podem ser tocados, pois possuem corpo físico; os intangíveis, ao contrário, são incorpóreos.

Então, é possível definir os ativos tangíveis como sendo os bens mensuráveis ou bens físicos, como por exemplo, edificações, máquinas e equipamentos, veículos automotivos, computadores, equipamentos gerais de escritório, móveis e utensílios, etc. Os ativos intangíveis, estes também relevantes dentro do controle patrimonial, como será visto mais adiante, são os bens de difícil mensuração, ou que não tem representação física imediata, são bens não-físicos, como por exemplo: marcas e patentes, franquias, direitos, licenças de uso, etc.

O controle do patrimônio do empreendimento deve ser feito por imposição legal e pela existência de responsabilidades e normas disciplinadoras específicas. O controle patrimonial lança mão de serviços de engenharia de avaliações para registrar todos os aspectos relevantes dos ativos do empreendimento, e obtém como documentação laudos sobre todas as características e valores correspondentes a cada ativo. Dada a existência de certa volatilidade nos ativos, faz-se necessário um controle patrimonial permanente, periódico, com a devida apropriação correta de valores de depreciação, amortização e exaustão, conforme cada caso.

Atualmente, várias técnicas, ferramentas e conhecimentos são empregados para se obter um correto controle e uma gestão patrimonial eficiente. Já é possível o uso de ferramentas informatizadas, os chamados softwares ERP – *Enterprise Resource Planning* (gestão e planejamento de recursos empresariais). São também chamados no Brasil de SIG - Sistemas Integrados de Gestão ou SIGE - Sistemas Integrados de Gestão Empresarial. Essas ferramentas dispõem de módulos dedicados que podem ser integrados com foco numa maior interação de todos os setores e processos, sendo possível uma visão do todo do empreendimento, de fundamental importância nas tomadas de decisão por parte dos gestores e dos acionistas.

Entretanto, quanto maior o controle, para que a integração seja eficiente e os dados confiáveis, aumenta-se a burocracia interna, há custos envolvidos e inicialmente, pode haver perda de desempenho nos processos internos. Mas, analisando bem a relação “Rigidez e precisão no Controle X Liberdade dos Processos”, será percebido que quanto maior o amadurecimento do empreendimento, o controle patrimonial será vital para todas operações, e a burocracia e sistematização serão custos necessários.

2.1.2 Vida Útil Econômica e as definições básicas legais, em normas, pronunciamentos contábeis e condutas brasileiras

2.1.2.1. Vida útil econômica

É o período de tempo relativo a um determinado ativo, no qual se espera obter fluxos de benefícios futuros (econômicos ou financeiros) relativos ao uso ou serviço do mesmo.

O acompanhamento da vida econômica desse ativo é feito por registros contábeis de parcelas dedutíveis de seu valor original atribuído na aquisição, sendo essas parcelas dadas por taxas de depreciação, amortização ou exaustão, em geral definidas matematicamente como o inverso da vida útil econômica do ativo.

$$T_{d,a,e} = \frac{1}{V.U.} \quad (1)$$

Onde:

T_{d,a,e}: taxa de depreciação, ou amortização ou exaustão

V.U.: vida útil econômica do ativo (bem, instalação ou direito)

2.1.2.2. Depreciação, Amortização e Exaustão

A depreciação é a redução de valor aplicada a bens tangíveis, ou seja, aqueles bens que se pode atribuir valor monetário, atribuída à perda de utilidade de uso, desgaste, obsolescência ou ação da natureza.

Amortização é também a redução do valor aplicado a um determinado bem, este sendo de propriedade e quaisquer semelhantes, inclusive ativos intangíveis (aqueles que não se atribui valor monetário específico, p.e., direitos, marcas e patentes), com existência ou exercício de duração limitada, sendo também aplicável a bens que são contratualmente limitados, ou de prazo legal.

Entende-se por exaustão, a redução do valor, este sendo por exploração de recursos minerais, florestais e outros recursos naturais esgotáveis.

Este trabalho estuda especificamente vidas úteis de bens e instalações do setor elétrico brasileiro, sujeitos à depreciação, mais especificamente aqueles (as) destinados (as) ao serviço de distribuição de energia elétrica.

2.1.2.3. Valor Original Contábil – VOC ou Valor Bruto Contábil - VBC

Este é o valor do bem registrado que consta nos livros de registro da contabilidade, em uma determinada data. Deste valor não consta sua depreciação, amortização ou exaustão acumulada. Em geral, é o valor de fábrica (de nota fiscal), adicionado de valores de serviços de instalação, quando necessários e ocorridos.

O valor depreciável de um bem é o seu valor original contábil ao ser adquirido, deduzido de seu possível valor residual, ao fim de sua vida útil econômica.

2.1.2.4. Valor líquido contábil - VLC

Este é o valor de um determinado bem registrado na contabilidade, em determinada data, já deduzido da depreciação, amortização ou exaustão acumulada, calculadas com base nas taxas definidas pelo inverso da vida útil econômica correspondente³.

2.1.2.5. Balanço de Patrimônio e Inventários

Os registros contábeis são de fundamental importância para possibilitar um real controle da valoração do patrimônio da entidade. Em geral, anualmente, por força de

³ Ver Equação nº (1).

leis e normas contábeis, faz-se Balanços de Patrimônio, que consistem no levantamento de registros contábeis obrigatórios. Os balanços também podem ser feitos em períodos menores que um ano, conforme necessidade e conveniência da firma. Esse trabalho de levantamento de bens e instalações (inventariado, rolagem de ativos) e correspondente atribuição de valoração contábil (avaliação) é feito por meio de empresas de auditorias independentes, em geral, com emissão de um chamado “Laudo de Avaliação”.

2.1.2.6. Laudo de Avaliação e informações de Vida Útil

Desenvolvido por profissionais habilitados da área (auditores independentes), de acordo com as Normas Técnicas específicas para Engenharia de Avaliações, o Laudo de Avaliação é a prova material do valor de um bem, instalação ou direito. As informações constantes dos laudos de avaliação, definem o status dos ativos observados, ou seja, sua vida útil presente, sua possível vida útil remanescente, seu valor de mercado, enfim, o valor líquido contábil do patrimônio. Do laudo, portanto, devem constar obrigatoriamente, a rolagem de todos os bens e instalações, com seu respectivo valor original contábil de aquisição; as taxas de depreciação, amortização ou exaustão; valores acumulados de parcelas dedutíveis; e o valor líquido contábil de cada bem, instalação ou direito inventariado.

É necessário um parecer de um perito e responsável capacitado para garantir a confiabilidade e procedência do laudo, a fim de confirmar a conclusão do atual estado do ativo.

De forma prática, a fim de garantir dados reais aos gestores sobre o empreendimento, todos os estudos sobre os bens do empreendimento são necessários, tanto do ponto de vista legal quanto contábil.

2.1.2.6.1. Características do Laudo de Avaliação

Como características do laudo temos alguns itens e/ou etapas pertinentes a sua determinação, listados abaixo.

- i) Tombamento Físico (inventariado, rolagem dos bens): vistoria nos ativos de avaliação para constatação de sua existência, localização e seu estado (desgaste,

idade aparente e conservação). Conforme determina o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC, 2008a), o item do ativo deve ser identificável, controlável e deve ser capaz de produzir benefícios econômicos futuros em prol da entidade.

ii) Descrição: a descrição do item inventariado varia de acordo com o tipo de avaliação, mas geralmente apresenta, de modo descritivo, as características mais relevantes dos objetos de avaliação. A descrição pode ser complementada por documentação, fotografias, memoriais descritivos, manuais e afins.

iii) Finalidade: atributo referente aos critérios e metodologias a serem utilizados, sendo esta uma das condições fundamentais para início do processo de engenharia de avaliações.

iv) Critérios e Metodologias de pesquisa: a partir das normas técnicas, são os métodos a serem empregados no desenvolvimento da avaliação. A definição dos critérios e metodologias é etapa primordial na definição do escopo a ser atingido no laudo de avaliação.

v) Pesquisa de Mercado: baseada em amostragem comparativa descritiva, representando os principais aspectos relevantes a avaliar, a pesquisa de mercado visa apresentar valores atribuíveis e praticados em relação ao item avaliado no momento presente da avaliação, sempre indicando as fontes consultadas.

vi) Tratamento Estatístico: definida a metodologia da pesquisa, o tratamento estatístico dos dados coletados é de fundamental importância, de forma a dar homogeneização e clareza de comparação aos elementos do avaliador.

vii) Avaliação: é a estruturação processual de toda informação adquirida sobre o item avaliado, comparando informações de pesquisa com informações de tombamento físico e aplicando o tratamento estatístico adequado nos dados obtidos para adequação as características desse item.

viii) Certificação: é a conclusão, o produto final do laudo de avaliação, com as devidas assinaturas dos responsáveis técnicos certificando o valor determinado

de cada item avaliado, e os critérios e métodos aplicados na pesquisa e na avaliação.

O Laudo de avaliação ou de vida útil não tem validade aparente. Porém, sua relevância se dá ao período no qual foi efetuado, e sua validade é essencialmente o momento da sua necessidade ou até que o motivo no qual foi necessário se esgote.

2.1.2.6.2. Laudo de Avaliação e as Depreciações

Conforme ditam os critérios contábeis de reconhecimento de um ativo, um item só deve ser reconhecido nas demonstrações contábeis caso: *"(a) seja provável que futuros benefícios econômicos associados ao item fluirão para a entidade; e (b) o custo do item puder ser mensurado confiavelmente."* (CPC, 2009b)

A Lei nº 11.638/07 (BRASIL, 2007), extinguiu a possibilidade de reavaliação periódica dos itens do ativo das empresas, instituindo com clareza que estes devem ser sempre mensurados pelo método do custo. Isto é, conforme o item 30, pág 10 do CPC 27 (CPC, 2009b), após o reconhecimento, o item deve ser apresentado pelo seu custo deduzido de qualquer depreciação, amortização ou exaustão, e perda por redução ao valor recuperável acumuladas.

"O Custo é o montante de caixa ou equivalente de caixa pago ou o valor justo de qualquer outro recurso dado para adquirir um ativo na data da sua aquisição ou construção, ou ainda, se for o caso, o valor atribuído ao ativo quando inicialmente reconhecido de acordo com as disposições específicas de outros Pronunciamentos [...]". (CPC, 2009b)

Portanto, o estudo das despesas com depreciação dos ativos e das quotas amortizadas ou exauridas do bem avaliado é outro aspecto interessante e essencial para se compreender em uma linha de tempo o real valor do ativo avaliado, se houve ganhos ou perdas, vislumbrar as baixas contábeis desses ativos, ou mesmo verificar diferenças de valores por critérios contábeis de comparação, por exemplo o Teste de *Impairment*.

O Teste de *Impairment*, ou Teste de Recuperabilidade do ativo, objetiva assegurar que o valor registrado de um ativo seja recuperável pela capacidade de gerar

receita (dinheiro) pela sua venda ou pelo uso. Está disciplinado nas normas contábeis brasileiras (CPC, 2007) determinadas pela Lei 11.638/07, e tem metodologia estabelecida na NBR 14.653:2001 (ABNT, 2001), a qual aplica-se tanto em empresas que já têm o cadastro de bens do ativo imobilizado quanto empresas que ainda necessitam desenvolver esse controle.

Em resumo, o que o Teste de *Impairment* verifica é se o valor recuperável do ativo (pelo valor líquido de venda ou valor de uso) é superior ao valor líquido contábil (valor original menos as depreciações acumuladas).

Ainda examinando a pág. 13 do CPC, extrai-se que "*O valor depreciável de um ativo deve ser apropriado de forma sistemática ao longo da sua vida útil estimada.*" (CPC, 2009b). Ou seja, atualmente a contabilidade não admite mais a antiga prática comum no Brasil de se adotar simplesmente as taxas de depreciação admitidas pela legislação fiscal. Dado que a depreciação deve se dar ao longo da vida útil de um bem, toda parte do bem que represente valor relevante sobre o total desse ativo e tenha vida útil diferente do todo deverá ser depreciada separadamente.

Sob a ótica do avaliador, para elaborar laudos de avaliação e, principalmente, para registro contábil, a depreciação de um ativo deve ter seu início assim que este se encontra disponível para uso e cessar quando o item for classificado como mantido para venda ou baixado.

Como já visto no item 2.1.2, as depreciações se aplicam a itens do ativo imobilizado das empresas, ou seja, aos bens tangíveis (equipamentos, materiais, edificações, instalações, etc...) e as amortizações aos bens intangíveis (patentes, direitos autorais e de uso, licenças, marcas registradas, etc.). A vida útil de um intangível pode ser definida ou indefinida. Segundo o (CPC, 2008a), p.18, "*Um ativo só deve ser classificado como tendo vida útil indefinida quando, apesar de seus melhores esforços, a entidade não puder estabelecer, com base na análise de todos os fatores relevantes, um limite previsível para o período durante o qual o ativo deverá gerar fluxos de caixa líquidos positivos para a entidade*". Logo, percebe-se que o fato da vida útil de um ativo ser indefinida, não significa que ela seja infinita.

Sendo assim, todo ativo com vida útil definida, deve ser avaliado considerando sua depreciação ou amortização, qual seja o caso, para averiguação real de possíveis perdas de recuperabilidade. Por outro lado, todo ativo com vida útil indefinida deve apenas ser testado em relação à sua possível perda de valor.

2.1.3 Instituições disciplinadoras

Todos esses conceitos citados acima encontram amparo em decretos, leis, resoluções, normas e pronunciamentos desde a década de 40, editados por organismos disciplinadores da contabilidade empresarial e dos profissionais de contabilidade e auditoria no Brasil.

O Decreto-Lei 9.295, de 27 de maio de 1946 (BRASIL, 1946), criou os Conselhos Federal e Regionais de Contabilidade, com Competências de fiscalização e regimento da profissão contábil. Definiu o perfil dos contabilistas, contadores e técnicos de contabilidade dos guarda-livros, estes últimos passando a ser técnicos contábeis com a regulamentação da Lei 3.384/58.

Em 13 de dezembro de 1971, é fundado o Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – Ibracon (INTERNET), visando ajudar na criação e divulgação das Normas e Procedimentos de Auditoria e de Contabilidade, que são sancionados pelo Conselho Federal de Contabilidade, Comissão de Valores Mobiliários e Banco Central do Brasil.

O Ibracon, atualmente, é o órgão responsável para representar o Brasil perante algumas entidades internacionais, como:

a) *IASC – International Accounting Standards Committee* (Comitê Internacional de Normas Contábeis): O Comitê Internacional de Normas Contábeis é um conjunto de medidas internacionais sobre Contabilidade editadas e analisadas pelo IABS (*International Accounting Standards Board*)

b) *IFAC - International Federation of Accountants* (Federação Internacional de Contadores): É uma entidade internacional que patrocina os Congressos



Internacionais de Contabilidade, e anuncia guias de orientação sobre o exercício profissional.

c) AIC – Associação Interamericana de Contabilidade: É uma entidade continental que reúne os profissionais da área contábil das Américas do Sul, Norte e Central, com intuito de elevar o intercâmbio dos contabilistas, estabelecer comunicação entre as normas internacionais e desenvolver a profissão contábil.

Em 1976, com a edição da Lei 6.385/76 (BRASIL, 1976), fica criada a Comissão de Valores Mobiliários, uma autarquia federal, para regulamentar e fiscalizar as companhias abertas, estabelecendo critérios sobre relatórios e pareceres de auditoria, visando o fortalecimento do mercado de capitais.

Em 1981, o Conselho Federal de Contabilidade estabeleceu as Normas Brasileiras de Contabilidade - NBC, dividindo-as em Normas Brasileiras de Contabilidade Técnica - NBC-T e Normas Brasileiras de Contabilidade Profissionais - NBC-P, onde foram dispostos dezesseis princípios contábeis.

Criada no ano de 1976, a Lei 6404/76, conhecida por Lei das Sociedades Anônimas, normatizou os princípios contábeis no Brasil e disciplinou as companhias abertas, como mostra o texto:

“(...) criar estrutura jurídica necessária ao fortalecimento do mercado de capitais de risco no País, imprescindível à sobrevivência da empresa privada na fase atual da economia brasileira. A mobilização da poupança popular e seu encaminhamento voluntário para o setor empresarial exigem, contudo, o estabelecimento de uma sistemática que assegure ao acionista minoritário o respeito a regras definidas e eqüitativas, as quais, sem imobilizar o empresário em suas iniciativas, ofereçam atrativos suficientes de segurança e rentabilidade.(...)” (BRASIL, 1976)

Essa Lei trouxe à tona a separação entre a Contabilidade comercial e fiscal, o aperfeiçoamento da classificação das contas no balanço e do mecanismo de correção monetária, implantação da reavaliação a valor de mercado e do método de equivalência patrimonial e origem da reserva de lucros. Posteriormente, esta Lei abrangeu-se a todas as empresas, por meio do Decreto – Lei nº 1.598 (BRASIL, 1977). Para alguns estudiosos como Schimidt (SCHMIDT, 2000) e Doupnik (DOUPNIK, 1996), a Lei das S.A. marcou uma nova fase na Contabilidade Nacional.

Em atendimento às necessidades da sociedade brasileira, foi publicada a Lei Federal nº 11.638, de 28/12/2007 (BRASIL, 2007), introduzindo mudanças significativas no contexto da Contabilidade Empresarial. Na referida legislação, ocorrem alterações e revogação de dispositivos da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e da Lei no 6.385, de 7 de dezembro de 1976, e estende às sociedades de grande porte disposições relativas à elaboração e divulgação de demonstrações financeiras.

As taxas de depreciação e vidas úteis econômicas de bens e instalações em geral, são disciplinadas também desde 1941. O Decreto-lei nº 3.128, de 19 de março de 1941 (BRASIL, 1941) estabelece no seu artigo 7º que:

“(...) a depreciação a ser deduzida do custo histórico da propriedade existente em serviço, para efeito do investimento, será determinada por exame, tão acurado quanto possível, das partes componentes de dita propriedade em serviço, levando-se em consideração seu estado presente, tempo consumido em serviço e o provável restante de sua vida útil, de forma a corresponder, com a maior exatidão, à parte já consumida ou esgotada pelo uso e pelo tempo.(...)”.

Do ponto de vista fiscal e tributário, é de competência da Secretaria da Receita Federal do Brasil - SRF o regramento das taxas de depreciação a serem computadas nas contabilidades societárias das empresas nacionais.

Até 31/12/1998, a SRF não havia fixado, para efeitos fiscais, o prazo de vida útil para cada espécie de bem ou instalação. Eram admitidas até então as taxas anuais de depreciação e/ou amortização resultantes de jurisprudência administrativa, baseadas na Instrução Normativa – IN/SRF n° 2, de 1969 (SRF, 1969), e na Instrução Normativa-IN n° 4, de 1985 (*hardwares* e *softwares*) (SRF, 1985).

Para a depreciação de bens integrantes do ativo imobilizado das empresas outorgadas do setor elétrico, como será visto mais adiante, já se previa o uso de taxas de depreciação específicas, desde o que já constava na IN/SRF n° 2/69, dispostas pelo Decreto n° 54.937, de 4 de novembro de 1964 (BRASIL, 1964).

Em sentido amplo, no caso brasileiro, as principais disciplinadoras amparam o tratamento da depreciação do imobilizado nos seguintes documentos regradores:

Tabela 2-1 – Documentos disciplinadores sobre depreciação

INSTITUIÇÃO	DOCUMENTO
IBRACON	NPC 7
CFC	NBC-T-4
Lei das S/A	Art. 183 VI
IASC	NIC 4, 16, 22 e 38
Receita Federal do Brasil – SRF	Regulamento do Imposto de Renda - RIR/1999 ⁴ , arts. 253, 305 a 307 e 310; Instrução Normativa-IN n° 2/1969; Instrução Normativa-IN n° 4/1985; e Instrução Normativa-IN n° 162/1998.

A história e o acompanhamento das vidas úteis e taxas de depreciação, especificamente das instalações do setor elétrico brasileiro, serão mais bem detalhadas na seção seguinte.

2.1.4 O Controle Patrimonial, o acompanhamento e a regulação das vidas úteis dos bens e instalações no Setor Elétrico Brasileiro

“A primeira apresentação estruturada de um controle patrimonial estava presente no texto das instruções para cadastramento de bens e instalações vinculadas aos serviços de eletricidade do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica – PCSPEE, instituído pelo Decreto no 28.545,

⁴ Para fins fiscais e tributários, são objeto de depreciação todos os bens físicos sujeitos a desgaste pelo uso, por causas naturais, obsolescência normal, inclusive edifícios e construções, bem como projetos florestais destinados à exploração de respectivos frutos. A partir de 1° de janeiro de 1996, passa a ser admitida, para fins de apuração do lucro real, a despesa de depreciação de bens móveis ou imóveis que estejam intrinsecamente relacionados com a produção ou comercialização de bens e serviços objeto de atividades empresariais.



de 24 de agosto de 1950, sob o título "Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica", e vigorou até 31 de dezembro de 1978 (...)" (ANEEL, 2008)

A supracitada Nota Técnica nº 625/2008-SFF/ANEEL traz um rico histórico da implementação dos regulamentos de controle patrimonial no setor elétrico ao longo dos anos, que culminaram na publicação, em junho de 2009, do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE (ANEEL, 2009).

Com trabalho iniciado em 2008 e concluído com a publicação da Resolução Normativa nº 367/2009, de 02 de junho de 2009 (ANEEL, 2009), a ANEEL revisou a Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994, instituindo o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE que visou *“atender a necessidade de controle do cadastro e das movimentações dos bens e instalações do Setor Elétrico brasileiro pelas concessionárias, permissionárias, autorizadas e pelo Órgão Regulador, para acompanhamento patrimonial e avaliação dos ativos em serviços outorgados de energia elétrica, tanto para fins tarifários como para fins de reversão.”*

No que tange especificamente às vidas úteis e taxas de depreciação de bens e instalações em serviços outorgados de água e energia, já em 1957, o Decreto 41.019/57, que instituiu o Código de Águas (BRASIL, 1957), art. 168 estabeleceu:

“(...) no custo do serviço será considerada uma cota global destinada a constituir a reserva para depreciação dos bens e instalações em serviço e que será determinada pela aplicação de certa percentagem sobre o montante do investimento no art. 62 (...)" (redação dada pelo Decreto 54.937/64 - (BRASIL, 1964).

Este art.62 traz:

“(...) o montante do investimento será determinado por ocasião da aprovação do inventário ou das obras e instalações.” (BRASIL, 1957)

O mesmo art. 168, em seu parágrafo 3º especifica ainda mais:



“(...) até que seja expedida a tabela definitiva das taxas de depreciação dos diversos bens e instalações que compõem a propriedade em serviço, a fiscalização fixará, por portaria taxa única de depreciação de todos os bens depreciáveis, até o máximo de 5% ao ano para todos os bens e instalações, exceto os das usinas térmicas, para os quais esse limite será de 8% ao ano.” (redação dada pelo Decreto 54.937/64 - (BRASIL, 1964).

A Portaria nº 768, de 11 de novembro de 1968, do Ministério de Minas e Energia – MME (MME, 1968), no parágrafo segundo do artigo segundo estabelece: em nenhum caso, a quota anual a que se refere o art. 168, do decreto nº 41.019/57, com redação dada pelo artigo 3º do decreto nº 54.937, de 4 de novembro de 1964, poderá ultrapassar o limite de 3% (três por cento), ao ano, para todos os bens e instalações depreciáveis exceto para usinas termoelétricas, em relação às quais esse limite será de 5% (cinco por cento), ao ano.

Como se viu e já citado na seção anterior, o Decreto nº 54.937, de 4 de novembro de 1964 representa um marco importante no que tange a definição das taxas de depreciação para o setor elétrico brasileiro, especialmente dando o caráter de especificidades das vidas úteis aos bens e instalações dos serviços outorgados de eletricidade e delegando competência ao Órgão Regulador à época para o devido estabelecimento dessas especificidades. O que versava o art. 7º:

*“Art. 7º A **depreciação** dos bens que integram a propriedade em função do serviço será **estimada mediante aplicação de tabelas gerais de depreciação elaboradas segundo critérios técnicos justificáveis**, aprovadas pelo Diretor da **Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral**, as quais indicarão o **prazo de vida útil dos bens que normalmente integram a propriedade em função dos serviços de energia elétrica** e, quando fôr o caso, as **curvas de depreciação**. (...)”* (BRASIL, 1964) (grifos adicionados).

Assim, com o passar do tempo e a troca de Governos, a competência foi sendo delegada ao Órgão Regulador do setor elétrico à sua época de existência, primeiramente ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (já extinto) e depois, em 1997, à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (sua sucessora).

A competência da ANEEL em fixar as cotas de depreciação dos bens e instalações em serviços outorgados de eletricidade está disposta no inciso XLII do artigo 4º do Decreto 2.335, de 06 de outubro de 1997 (BRASIL, 1997).

Atualmente, as taxas de depreciação utilizadas pelas concessionárias de energia elétrica são definidas na tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, instituído pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de junho de 2009 (ANEEL, 2009), que substituiu a Resolução Normativa nº 240/2006. As vidas úteis dos bens e instalações e os percentuais associados às taxas de depreciação dos ativos associados ao serviço de energia elétrica foram atualizados pela recente Resolução Normativa nº 474/2012, de 02 de fevereiro de 2012 (ANEEL, 2012).

A contextualização dessas atualizações está justificada nos fatos apresentados na Nota Técnica nº 368/2010-SRE/ANEEL, de 07/12/2010 (ANEEL, 2010).

2.1.5 Como se dá a gestão de ativos no setor elétrico brasileiro – uma breve abordagem das práticas

Como já abordado neste capítulo, a gestão ou o gerenciamento de ativos, no contexto do setor elétrico, não diferente de demais setores da economia, pode ser definido como um processo que analisa o custo-benefício na operação, manutenção e modernização de ativos elétricos combinando as práticas de engenharia e análise econômica com as boas práticas empresariais⁵. É por meio do gerenciamento de ativos que o investidor do setor elétrico guia-se, orienta-se para a aquisição, o uso e o descarte de ativos de forma a obter máximo benefício futuro, minimizando riscos e custos relacionados ao longo de todo o ciclo de vida desses ativos e, principalmente, tendo em vista o tempo de outorga de seu contrato perante o Órgão Governamental Concedente.

Todo o sistema elétrico é composto de ativos que são essenciais para que a produção (geração), o transporte e a distribuição da eletricidade aconteçam de forma contínua, confiável e com qualidade. Ao contrário do segmento industrial, onde parte dos ativos pode ser considerada coadjuvante na função de produção, no setor elétrico, a

⁵ Mais detalhes em (HASTINGS, 2010)

função de produção da prestação dos serviços de fornecimento de eletricidade é praticamente de total dependência de todos os ativos do sistema.

Atualmente, a atuação do Órgão regulador, a ANEEL, seguindo a tendência da evolução regulatória no sentido de promover a Regulação por Incentivos, imputa aos agentes outorgados, principalmente aos que recebem retorno remuneratório mediante tarifas, uma constante busca pela rentabilidade do negócio em função de um desempenho ótimo, impulsionando-os a concentrar esforços para retirar de seus ativos o melhor uso, com o menor custo, garantindo padrões de qualidade mínimos, de segurança ambiental e ocupacional, ao menor risco para pessoas e equipamentos.

Em recente pesquisa, o Instituto PROCOBRE e a *International Copper Association* - ICA apresentaram em relatório de outubro de 2011, as “Melhores práticas de Gerenciamento de Ativos no Setor Elétrico da América Latina” (ICA, 2011). A pesquisa foi realizada em seis países da América Latina (Argentina, Brasil, Chile, Colômbia, México e Peru) em agências reguladoras, empresas de tecnologia da informação e empresas atuantes na geração, transmissão e distribuição de energia. Segundo o relatório, o gerenciamento de ativos envolve a tomada de decisões do investidor para permitir que os lucros sejam maximizados ao prazo da outorga, oferecendo portanto altos níveis de serviço aos usuários da eletricidade, com riscos aceitáveis e administráveis, procurando sempre atender aos padrões regulatórios impostos pelo poder concedente e pelo órgão regulador.

É neste cenário que a análise do ciclo de vida útil de equipamentos e instalações ganha notória importância. Atualmente as práticas usadas no setor elétrico brasileiro⁶ para o gerenciamento de ativos levam em consideração 4 principais etapas para acompanhamento das vidas úteis dos ativos em serviço⁷:

- 1) **Planejamento, provisionamento e aquisição** – inclui o cuidado em especificar e adquirir bem os ativos;
- 2) **Recebimento, instalação e comissionamento** – inclui o treinamento das pessoas e a operação inicial dos ativos;

⁶ Para maiores detalhes, consultar: Ofício nº 164/2011-SRE/ANEEL, de 25 de agosto de 2011 – resposta do questionário nº3 da pesquisa supracitada na nota anterior.

⁷ Referência para consulta: (CAMPBELL, JARDINE e MCGLYNN, 2010)

- 3) **Monitoramento das operações diárias e manutenções** - permite a maximização da função produtividade, o controle de custos e a previsão da lucratividade;
- 4) **Decisão sobre renovação ou reforma** – para alguns ativos a substituição programada sem afetar o desempenho do sistema pode ser de grande valia quando isto afeta a lucratividade.

Como apresentado na pesquisa do Instituto PROCOBRE/ICA, em geral, um ciclo de vida completo pode ser composto das seguintes fases:

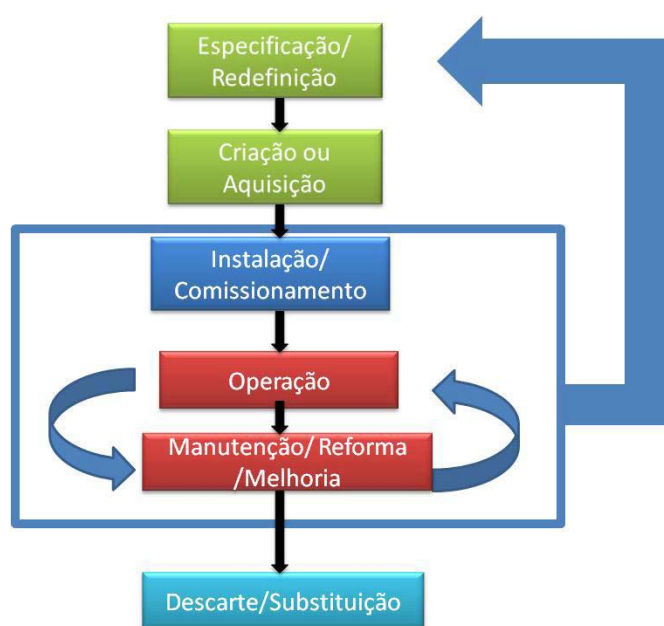


Figura 2-1: Fases do ciclo de vida consideradas em um sistema integrado de gestão de ativos
Fonte: Instituto PROCOBRE e International Copper Association – ICA, 2011⁸

Por ser um processo complexo, as etapas para a implantação plena de um sistema integrado de gerenciamento de ativos podem ser definidas a curto, médio e longo prazos, com ações e investimentos variáveis em cada período. Vejamos:

No gerenciamento da operação de distribuição de energia, como exemplo, controla-se, quase sempre em tempo real, a frequência das interrupções e o tempo de duração de cada interrupção por usuário. É uma medida da confiabilidade da prestação do serviço. Para que as condições de todos os ativos não resultem em interrupções aos usuários, ou caso ocorram, que seja restabelecido o fornecimento no menor tempo, nas

⁸ (ICA, 2011), pág. 21.

últimas duas décadas, os segmentos de transmissão e distribuição de energia, têm usado ferramentas de georreferenciamento, comunicação celular ou via satélite para mapear suas linhas e redes, armazenando as informações de localização e as características técnicas dos ativos, de forma a telecomandar e manobrar todo o sistema. Com a instituição do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE e a criação de um código padrão referencial para se registrar os ativos, bem como a obrigação regulatória estabelecida para que cada ativo tenha sua localização geográfica registrada, pode-se afirmar que implantar o sistema de informação georreferenciada (GIS) é o primeiro passo para uma gestão bem sucedida de ativos em qualquer empresa do setor elétrico.

No gerenciamento da manutenção dos ativos em serviço, observa-se custos de médio prazo, visando a otimização da mão de obra utilizada e minimizando a interrupção do fornecimento de energia. Para isso, pode-se lançar mão de técnicas de serviço de manutenção com sistema energizado (serviços em linha-viva), sempre precedidos de forte planejamento de manutenções com critérios e programação pré-estabelecidos. É o planejamento da manutenção que permite aos prestadores de serviço identificar, em tempo, problemas potenciais (e, portanto, evitar falhas) e reduzir a frequência e a duração de interrupções planejadas.

Com as informações colhidas da operação e da manutenção, faz-se possível um planejamento integrado de gestão eficiente de ativos, que consiste em aplicar técnicas de decisão sobre ações de reforma ou renovação de alguns ativos ou a substituição dos que tiveram altos custos de manutenção ou estão próximos do final de sua vida útil. Esse planejamento futuro também avalia cenários de evolução tecnológica e o mapa de riscos de exposição em que os ativos da empresa estão ou estarão expostos.

O relatório do Instituto PROCOBRE apresenta também os principais desafios apontados na pesquisa para a gestão de ativos nas empresas do setor elétrico em longo prazo:

- Minimizar as falhas emergenciais através da gestão adequada dos ativos críticos;
- Prolongar a vida útil dos ativos usando equipamentos mais eficientes;
- Determinar o tempo ideal de reforma, reforço ou substituição dos ativos;

- Atender as expectativas dos clientes com a máxima rentabilidade para os acionistas;
- Atender os requisitos cada vez mais rigorosos dos órgãos reguladores.

Destacam-se ainda da pesquisa que, no segmento de distribuição de energia, Brasil, Colômbia e Chile foram os países sul-americanos que mais avançaram em técnicas de gestão de ativos, mas ainda estão longe dos líderes mundiais, que são Inglaterra, Canadá e Estados Unidos. Entre as empresas entrevistadas pelo Instituto PROCOBRE, nenhuma havia implantado o sistema de gestão de ativos em sua totalidade, e apenas 16% delas estão em fase de preparação para atender aos requisitos de certificação internacional.

Entre as soluções mais atuais para melhoria da operação do setor elétrico, portanto, desponta-se cada vez mais a gestão integrada de ativos. O uso de ferramentas informatizadas dedicadas ao propósito, os já citados ERPs, SIGs ou SIGEs, assumem cada vez mais papel estratégico no negócio da prestação de serviço de eletricidade.

A gestão integrada de ativos, i) sob a ótica do regulador, é peça fundamental para promover o correto investimento em prol do melhor desempenho; ii) sob a ótica do acionista, garante que os ativos serão operados e mantidos de forma adequada, sendo capazes de gerar a mais alta taxa de retorno dos investimentos, otimizando sua vida útil econômica, com foco no controle de sua depreciação acumulada; e iii) sob a ótica do usuário, é uma ferramenta capaz de tentar assegurar uma energia de qualidade pelo preço mais justo.

2.2 Aplicação dos conceitos de vidas úteis, e taxas de depreciação na definição regulatória de tarifas para concessões de distribuição de energia no Brasil

Antes de examinar propriamente dita a aplicação das taxas de depreciação nos processos de revisão tarifária de distribuidoras de energia no Brasil (Sessão 2.2.3), cabe revisitar os conceitos de “Depreciação” e seus métodos (Sessão 2.2.1), bem como de “Regulação” e suas técnicas aplicadas à revisão de tarifas no Brasil (Sessão 2.2.2).

2.2.1 Depreciação

Depreciação pode ser definida, também, como a medida de desgaste, consumo ou outras formas de redução na vida útil econômica de um ativo permanente, seja devido ao uso, passagem de tempo, ação da natureza ou obsolescência por mudanças tecnológicas ou de mercado. A depreciação dá-se contabilmente pelo registro numa conta de despesa, que representa a perda de valor desses bens tangíveis do ativo permanente, em contrapartida a uma conta retificadora de patrimônio, que registra a Depreciação Acumulada do ativo permanente.

Quando aplicada a instalações depreciáveis de uma concessionária de serviços, a depreciação representa a perda em valor dessas instalações, incorrida em decorrência do consumo do serviço, não reposta por manutenção constante ou reforma dessas instalações da concessionária, a qual se dá por causas da atual operação e contra as quais as instalações não sejam cobertas por seguro. Entre as causas que devem ser consideradas estão o uso, desgaste, a deteriorização por ação de agentes da natureza, a degradação de material, inadequação, obsolescência e mudanças na demanda.

2.2.1.1. Componentes da Depreciação

Por definição geral, e considerando a vasta literatura internacional sobre depreciação, pode-se explicar seu cálculo usando como base o custo de aquisição total do ativo ou o custo de aquisição menos o valor residual desse ativo. A diferença reside em que se a base adotada for o custo de aquisição total do ativo, então ao final de sua vida útil ele estará totalmente depreciado, ao passo que se a base considerar um valor residual, ao final da vida útil restará ainda um valor não depreciável desse ativo.

Então, podemos resumir os componentes da depreciação em:

(a) Valor depreciável (Valor de serviço) é a diferença entre Custo Original (Custo de Aquisição) e o Valor Líquido Residual da instalação.

(b) Custo Original (ou valor original contábil – VOC) é o custo de aquisição do ativo, do empreendimento, da instalação, ou do bem. Inclui custos diretos (aquisição de terreno, materiais de construção e abastecimento, equipamentos e serviço de construção) assim como outros custos, inclusive os de financiamento de capital e de despesas gerais relacionadas às atividades de construção desse ativo (como folha de

pagamento administrativa, projeto de engenharia, pensão dos funcionários e tributos). O custo original dos ativos geralmente é dado pelos *custos históricos*, os quais representam a quantidade de dinheiro ou equivalente pago ou o valor justo da retribuição dada para obtê-los no momento de sua aquisição. Será visto mais adiante que as despesas de depreciação são empregadas na contabilização de outras bases de avaliação dos ativos, que incluem (CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE - CFC, 2010):

- *Custo de reposição atual ou custo corrente*. Ativos são registrados pela quantia de dinheiro ou equivalente que seriam pagos se o mesmo ativo, ou um similar, fosse adquirido hoje no mercado (é o mais usual).

- *Valor presente*. Ativos são registrados no valor presente descontado dos futuros fluxos de caixa líquidos que são esperados que ele gere ao longo do ciclo de vida do negócio (da prestação do serviço, ou da vida útil econômica desse ativo).

- *Valor realizável (ou resoluto)*. Ativos são registrados pela quantia de dinheiro ou equivalente que poderiam ser obtidos pela venda do ativo não mais em uso.

(c) Valor líquido residual (valor realizável) é o *valor residual* da propriedade não mais utilizada menos o *custo de remoção*. Onde:

(i) *Valor residual* é a quantidade recebida pela propriedade não mais utilizada menos quaisquer gastos incorridos ligados à venda ou à preparação para venda da propriedade.

(ii) *Custo de remoção* é o custo da demolição, desmontagem, ou qualquer tipo de remoção, incluindo custos de transporte, manuseio e manipulações incidentais.

(d) Vida útil é o tempo entre a data quando a instalação ou bem da concessionária é posto em serviço (ligado, energizado) e a data de seu desligamento. Se a depreciação for contabilizada com uma base de produção ao invés de uma base de tempo, então a vida útil deve ser medida em termos de unidades de produção apropriadas.

A contabilização da depreciação é a recuperação dos custos originais de ativos e não a medida de custo econômica, de mercado ou de qualquer outro custo não original do valor.

No caso do setor elétrico brasileiro, as despesas com depreciação são contabilizadas para compor o valor da depreciação acumulada (DAC) de cada bem, a partir do seu custo original contábil (ou valor original contábil - VOC). Sendo assim, o valor presente de cada bem ou instalação do ativo permanente das concessionárias, chamado de Valor de Mercado em Uso (VMU) é dado pela diferença entre o custo de reposição atribuído regulamentamente a esse ativo, chamado Valor Novo de Reposição (VNR), e a depreciação acumulada (DAC) registrada ao longo da vida útil desse ativo, partindo de seu valor original contábil (VOC). Em suma, extrai-se que $DAC = VOC * \text{taxa de depreciação periódica}$ e $VMU = VNR - DAC$.

Será visto mais adiante, portanto, como as taxas de depreciação afetam a remuneração do investimento feito pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

2.2.1.2. Definições e visões regulatórias de depreciação

Existem duas visões regulatórias para a depreciação:

A primeira visão é que a depreciação busca recuperar o custo capitalizado de investimento em ativos. Assim, a depreciação é muitas vezes mencionada como retorno, recuperação ou substituição de capital. A visão do retorno de capital é consistente com o uso de uma base de remuneração regulatória para avaliar o investimento, atribuído a acionistas. Quando o investimento encontra-se financiado, essa visão desdobra-se para representar um fluxo de caixa de reembolso desse financiamento.

A segunda visão (que foi exposta por alguns reguladores) é que ela representa a substituição de capital ou uma taxa para reposição dos ativos consumidos (quota de reintegração do capital). A visão da substituição indica um investimento a ser feito pela firma em ativos reais, sugerindo que as despesas com depreciação calculadas com base no atual custo dos ativos deveriam sinalizar ao gestor do empreendimento, os gastos esperados com o tempo para a renovação/manutenção dos ativos. Na literatura regulatória “(...) é amplamente discutido que durante um longo prazo deveria haver uma boa aproximação entre gastos com renovação/manutenção e a depreciação dos ativos (...)” (BRITISH RAIL REGULATOR, 1995), (INDIAN COMMISSION, 2003).

Para o tratamento da depreciação, portanto pode-se assumir três visões: a primeira é que ela representa o retorno do capital investido; a segunda é que ela representa um fluxo de caixa para reembolso do financiamento; e a terceira é que ela

representa a substituição do capital, ou a taxa para repor os ativos consumidos, para repor a capacidade de gerar valor.

No Brasil, especificamente para o setor elétrico, a visão adotada pelo Órgão Regulador é que a depreciação basicamente afeta a quota de reintegração do capital, calculada sobre uma base de remuneração bruta do capital. A remuneração do capital é dada pelo custo do capital, calculado sob um modelo de risco e retorno denominado *Capital Asset Pricing Model* – CAPM. Nesse modelo de remuneração do capital avalia-se a estrutura do capital em termos de sua propriedade (próprio ou de terceiros) e adota-se uma taxa de retorno do capital utilizando-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC), tendo como referência a base de remuneração líquida do capital, dada pela aplicação da depreciação acumulada sobre o valor novo de remuneração de cada ativo. Logo, vê-se que, embora a visão regulatória brasileira seja focada em direcionar a depreciação como um indicativo de reintegração do capital, veremos mais adiante que ela também traz implicações no cálculo da remuneração do capital.

A escolha de um método apropriado para a determinação de taxas de depreciações regulatórias deve levar em consideração um grande número de fatores, entre eles:

- Eficiência de investimento – as tarifas devem ser projetadas para que os prestadores de serviços possam recuperar o custo de investimento para fornecer o serviço eficiente por um longo prazo;
- Eficiência e Estabilidade de preço e Equidade entre classes – a definição de taxas de depreciação deve ter em conta que produzirão nos processos de definição tarifária: i) o devido sinal para a escassez dos recursos, limitando elevados retornos de capital ou indevidos custos de reintegração de capital para os prestadores de serviços (garantir o investimento adequado), e ii) tarifas relativamente estáveis em longo prazo e equitativa alocação dos custos dos investimentos entre as classes de consumidores (promover a modicidade tarifária);
- Eficiência de produção – a regulação das taxas de depreciação deveria sinalizar incentivos para investimento e operação eficientes, com operação e manutenção ao menor custo;
- Administração otimizada/simplificada das concessões

- Consistência e certeza – tanto quanto possível, deve haver consistência nas decisões regulatórias ao longo do tempo. A facilidade com a qual uma abordagem pode ser reproduzida ao longo do tempo é um importante contribuinte para consistência e certeza. Nem sempre o mais elaborado, mais complicado é o mais consistente e certo ao longo do tempo. Por vezes a simplicidade da abordagem permitirá que sua consistência e certeza ao longo do tempo dê-se com maior proficiência.

2.2.1.3. Elementos da depreciação

Existem três elementos necessários ao cálculo da depreciação:

- (i) o método de depreciação;
- (ii) a taxa de depreciação; e
- (iii) a definição da base sobre a qual a taxa deve ser aplicada.

2.2.1.3.1. Métodos de depreciação

A Abordagem Geral

Se examinada a literatura geral de Contabilidade Básica, pode-se extrair basicamente sete abordagens à depreciação, e que têm sido adotadas por órgãos regulatórios internacionais, cujos conceitos serão superficialmente abordados⁹ a seguir:

1) Depreciação direta, Método Linear, ou Depreciação em Linha Reta (computada no Custo Histórico de ativos)

No método direto de depreciação, um custo histórico de ativo, menos seu estimado valor residual, é alocado em porções iguais sobre sua vida útil. Isto reflete a suposição de que os benefícios econômicos de um ativo são consumidos em proporções idênticas durante sua vida útil. A taxa de depreciação direta, que é aplicada ao custo histórico de um ativo é calculada pela Fórmula (1), já apresentada, pelo inverso da vida útil econômica estimada para o bem.

Esse método permite que a concessionária recupere o custo capital de um ativo, a partir de sua base de consumidores (mercado), em proporções iguais durante a vida

⁹ Para mais detalhes, consultar:

- a) (ENA, 2010). “*Handbook for Optimised Deprival Valuation of System Fixed Assets of Electricity Lines Businesses*”.
- b) (RIC, 2005). “*Approaches to determining regulatory depreciation allowances*”.

útil do ativo. O custo do ativo é, dessa forma, igualmente espalhado pelo mercado consumidor presente e futuro de uma concessionária. Isso contribui para a estabilização das tarifas da concessionária ao longo do tempo. O método da depreciação direta é, também, facilmente aplicável, por ser baseado em custos verificáveis de ativos e é equânime tanto para o atual mercado de consumidores quanto para um futuro mercado. Esse método de depreciação direta é amplamente aplicado na maioria das entidades regulatórias no mundo todo. É o caso do método regulatório brasileiro, adotado pela ANEEL.

2) Redução de equilíbrio (calculado no Custo Histórico de ativos)

Esse método é baseado no pressuposto de que mais benefícios econômicos de um ativo são consumidos nos anos iniciais de sua vida útil, ao invés do consumo ocorrer em proporções iguais.

O método de redução de equilíbrio desta forma distribui mais do custo histórico de um ativo nos anos iniciais de sua vida útil, resultando em encargos mais elevados de depreciação nos anos iniciais e encargos mais baixos de depreciação nos últimos anos.

Poucas entidades regulatórias no exterior usam esse método, principalmente para promover tecnologias ecologicamente amigáveis, como eólica, solar, projetos geotérmicos e usinas nucleares. Há, no entanto, o risco de que, se os investidores são permitidos a recuperar seu investimento nos anos iniciais, eles terão um incentivo menor para manter e operar o ativo de forma eficiente. Finalmente, consumidores futuros seriam adversamente afetados com consumidores atuais, pagando uma proporção mais alta do custo pelo mesmo ativo em uso.

3) Depreciação de custo atual (calculado no Custo de Reposição de ativos)

O custo de reposição representa o custo que seria incorrido ao adquirir um ativo similar, de mesma capacidade de produção e o custo atual de depreciação é calculado sobre o custo de reposição de um ativo usando a mesma formulação do Método da Depreciação Linear, ou seja, a Fórmula (1).

Um elemento-chave do custo de depreciação atual é a avaliação periódica do custo de reposição de ativos para assegurar que as despesas de depreciação sejam calculadas sobre o custo presente de ativos. Também poucas entidades reguladoras preferem essa abordagem para a depreciação.

O que se discute é que o custo histórico de um ativo, com o decorrer do tempo, não pode equivaler a seu custo de reposição devido à inflação, particularmente aonde ativos tem longa vida útil. Desta forma, as despesas de depreciação, bem como tarifas, calculadas sobre o custo histórico de um ativo, não refletiriam o custo atual dos ativos que são usados na prestação de serviço pelo concessionário.

Consequentemente, o custo atual das despesas de depreciação seria substancialmente mais alto que as despesas de depreciação calculadas sobre o custo histórico. O efeito financeiro disto causaria impacto tanto na concessionária quanto na base de consumidores. O custo atual de depreciação permitiria que uma concessionária recuperasse o custo capital de um ativo sobre um período menor de tempo e, além disso, ao se considerar a longa vida útil de ativos, uma concessionária poderia até mesmo recuperar em excesso o que pagou por um ativo.

Assim, a reguladora deve primeiramente considerar se é justo permitir que a base de consumidores continue pagando por um ativo após seu custo histórico ser recuperado; e em segundo lugar o impacto negativo que o custo atual de depreciação teria nas tarifas.

4) Depreciação econômica

Depreciação econômica é uma medida de mudança no valor de Mercado de um ativo de um ano ao próximo. O valor de mercado pode ser aproximado à mudança do serviço potencial de um ativo. Essa forma de depreciação é, assim, impulsionada pela capacidade de geração de renda de um ativo e geralmente não corresponderá com a depreciação contabilizada. É encontrada ao se calcular, em termos de valor presente, a diferença nos fluxos de caixa de receita de um ativo, de um período para outro.

Os encargos de depreciação econômica são influenciados por fatores como a velocidade de mudança tecnológica e a extensão das mudanças de demanda inesperadas, que afetam a capacidade geradora de renda de um ativo.

5) Despesa de Renovação

A despesa de renovações é baseada em projeções do gasto de manutenção sobre um ativo, ou um grupo de ativos, para manter os níveis atuais de produção. Essas projeções são feitas ao longo de vários anos e são encarregadas, numa base anual, contra lucros.

Periodicamente, os gastos de manutenção projetados são comparados contra gastos atuais de manutenção e, onde houver diferenças, são feitos ajustes para o balanço.

Os gastos de renovação se diferenciam de métodos de depreciação que buscam alocar o custo de um ativo com o decorrer de sua vida útil. Esse método foi aplicado à grupos de ativos, como, por exemplo, de infraestrutura que não são facilmente separáveis entre ativos individuais, cada um com sua própria vida útil. Baseia-se na premissa de que ativos de infraestrutura tem uma vida útil infinita e que seria errôneo depreciá-los sobre essa vida útil.

É um método objetivo para recuperar o custo de um ativo baseado sobre despesas de manutenção verificáveis e que não depende de suposições sobre vida-útil de ativos ou padrões de consumo de benefícios econômicos.

Além disso, tem o efeito de contribuir para maiores tarifas com o decorrer do tempo, pois um ativo requer maiores níveis de despesas de manutenção à medida que envelhece.

Os dados requeridos para esse método também são grandes e de difícil aquisição e manutenção.

6) Método da Soma dos Algarismos dos Anos

A depreciação não é distribuída equitativamente pelo número de anos da vida útil do bem, ou seja, este método consiste em estipular taxas variáveis, adotando-se o seguinte critério: somam-se os algarismos que formam o tempo de vida útil do bem, obtendo-se assim, o denominador da fração que determinará o valor da depreciação em cada período.

7) Método das Horas de Trabalho ou das Unidades Produzidas

Este método é próprio das empresas industriais, unidades fabris. Consiste em estimar o número de horas de trabalho ou o número total de unidades que devem ser produzidas pelo bem durante o tempo de vida útil estimado.

A taxa de depreciação é obtida dividindo-se o número de horas trabalhadas no período pelo número de horas de trabalho estimado durante a vida útil do bem ou dividindo-se o número de unidades produzidas no período pelo número de unidades estimadas a serem produzidas ao longo de sua vida útil.

Práticas Internacionais

O método direto é o método mais usado internacionalmente para propósitos de regulação e contabilização. Algumas concessionárias hidrelétricas seguem a abordagem de renovação de anuidade, mas não é o padrão.

As reguladoras dos Estados Unidos permitem a depreciação direta na taxa básica, usando o valor líquido contábil do custo histórico.

O OFGEM, entidade reguladora de eletricidade do Reino Unido, autoriza a depreciação sobre o valor de flutuação de ativos permitindo que novas despesas de capital sejam adicionadas à base de ativos regulados pelo custo (OFGEM, 2012)¹⁰.

O OFWAT, entidade reguladora de água do Reino Unido, autoriza o custo de depreciação atual em seus ativos que não sejam de infraestrutura e despesas de renovação em seus ativos de infraestrutura. A respeito de ativos de infraestrutura, permite também que a base reguladora de ativos seja reforçada em termos reais apenas na medida em que o investimento supere os encargos de renovação ou de depreciação (OFWAT, 2010)¹¹.

A Abordagem adotada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Como não há um único método de depreciação que seja sempre o mais apropriado, a discussão de perfis alternativos de depreciação deve levar em conta necessidade de flexibilidade. Ao considerar vantagens e desvantagens dos diferentes métodos, a ANEEL adota o método direto calculado sobre o custo histórico de ativos.

Entre suas vantagens, destaca-se:

- Sua simplicidade – é baseado em custos verificáveis de ativos e é equitativo tanto para atuais quanto para futuros clientes;
- Sua habilidade em gerar encargos razoavelmente constantes em longo prazo;
- É consistente com a eficiência econômica, apesar de as implicações precisas da eficiência econômica não estarem totalmente claros;
- É consistente com o que foi feito no passado;

¹⁰ Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53602/4riiot1fpfinancedec12.pdf>

¹¹ Disponível em: http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr09phase3/det_pr09_finalchap5.pdf

- Reduz as implicações adversas para o momento de preços que resultam de métodos de comutação e também os custos de conformidade regulamentar que são suscetíveis de aumentar;
- A possibilidade de aplicar esse método de forma mais consistente através de todas as classes de ativos (ativos de curta e longa vida útil);
- Sua ampla aceitação local e internacional.

O Manual de Contabilidade Regulatória do Setor Elétrico – MCRSE (ANEEL, 2009), determina que os ativos do Imobilizado devem ser registrados ao custo de aquisição ou construção, deduzido de depreciação calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nos respectivos Tipos de Unidades de Cadastro - TUC, conforme determina o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), instituído pela Resolução Normativa n° 367/2009, a taxas anuais constantes da tabela XI do referido Manual, recentemente atualizadas pela Resolução Normativa n° 474/2012.

2.2.1.3.2. As taxas de depreciação

Como já exposto, as despesas de depreciação são espalhadas ao longo da vida útil econômica do ativo, ou seja, o período sobre o qual se espera que benefícios econômicos fluam do ativo. A vida útil econômica é a mais curta entre a legal, física, técnica e comercial:

- Vida útil legal – a vida do ativo é limitada ao seu tempo de uso efetivo, conforme determinado pelo seu regramento legal: contrato, aluguel, leasing, etc.
- Vida útil física – o ativo pode ser fisicamente danificado e pode ser reduzido a sucata.
- Vida útil técnica – um ativo tecnicamente superior pode superar o ativo antigo.
- Vida útil comercial – o valor presente para despesas de operação e manutenção pode exceder o custo de reposição.

Para uma base de ativos, a vida útil econômica será, em grande medida, governada por fatores técnicos ou físicos (HENDERSON e PEIRSON, 2010).

Alguns dos fatores principais que determinam a vida útil econômica da base de ativos são:

- Robustez do projeto original dos ativos, e materiais e métodos utilizados na sua construção;
- Envelhecimento do ativo devido a esforço mecânico ou técnico;
- Manutenção preventiva e de rotina;
- Condições ambientais;
- Quantidade de uso ou nível de carregamento;
- Possibilidade para renovação, recondicionamento, aumento de taxa ou atualização para uso contínuo.

Uma das principais preocupações para a entidade reguladora é o tratamento regulatório para abordar quatro áreas importantes da depreciação:

- Ajuste de vida útil do ativo;
- Ativos totalmente depreciados;
- Encalhe de ativos; e
- Resgate e custo de remoção na desativação.

Ajustes da vida útil de ativos

A alteração da vida útil aplicada ou a aplicação retrospectiva da expectativa de vida útil depreciativa tem implicações para o cálculo de depreciação. É compreensível que a concessionária é mais suscetível a ter informações confiáveis, mais próximas da realidade para avaliar a razoabilidade da vida útil de um ativo e, assim, deveria ser deixado a critério da concessionária a revisão da estimativa da vida útil de ativos e consequentemente das taxas de depreciação.

Entretanto, no Brasil, a ANEEL acredita que seria inapropriado aplicar uma mudança na retrospectiva estimada, criando iniquidades entre consumidores atuais e futuros. Além do mais, a legislação contábil ora vigente não permite tais ajustes retrospectivos nos registros contábeis.

Ativos totalmente depreciados

As vidas úteis padrão usadas para calcular depreciação regulatória de ativos são invariavelmente baseadas na média de vidas úteis estimadas. Consequentemente, alguns ativos terão vidas úteis físicas acima da média. Além disso, em alguns casos, ativos que

tenham sido totalmente ou substancialmente depreciados continuam a ser tecnicamente utilizáveis e formam uma parte integral da capacidade de ganho operativo das concessionárias.

A questão para a reguladora é o tratamento desses ativos já totalmente depreciados, mas que continuam formando parte da capacidade de ganho operativo da concessionária. Qualquer reposição prematura de ativos tecnicamente com sobrelva irá levar a um investimento não prudente, desnecessário, e requisições para despesas prematuras de capital adicional, a despesa dos consumidores.

Sendo assim, a ANEEL adota um tratamento de abater da base de remuneração dos ativos esses ativos totalmente depreciados, como será visto mais adiante.

Encalhamento de ativos (ou glosa regulatória)

O encalhamento regulatório de ativos refere-se ao processo pelo qual a entidade reguladora pode ajustar as despesas de depreciação permitidas sobre o declínio na vida útil econômica de ativos. A entidade reguladora pode retirar a permissão de algumas despesas de depreciação e não compensar (glosar) a concessionária por investimento ineficiente ou pelo desvio de custos de operação e manutenção contabilizados como investimento.

A ameaça de encalhamento ou glosa regulatório(a) é geralmente para encorajar investimento eficiente no momento em que ele é realizado e para promover incentivos para a maximização do uso dos ativos.

Quando um ativo é considerado um investimento eficiente em função das informações disponíveis no momento de sua aquisição e torna-se não utilizado ou subutilizado, a ANEEL lança mão de um índice de aproveitamento do ativo.

Resgate e custo de remoção na desativação

Resgate e custo de remoção são geralmente incluídos como despesas de depreciação. No entanto, sob contabilização regulatória, existe uma considerável discricção quanto a extensão de sua inclusão. Algumas reguladoras tratam resgate e custo de remoção separadamente às taxas de depreciação. Algumas reguladoras requerem a recuperação do resgate líquido a ser daqueles contribuintes atendidos durante cinco anos seguintes ao recebimento de resgate. Outras requerem a recuperação do resgate líquido para transmissão, distribuição e instalação a ser dos contribuintes que foram atendidos durante a vida útil restante da propriedade que substituiu a propriedade pela qual o

resgate foi recebido e o custo de remoção, incorrido. Finalmente, ainda há outras reguladoras que posicionam que tal recuperação nunca deveria ser permitida.

A medida que o resgate líquido é refletido em taxas de depreciação, determina qual geração de contribuintes irá receber crédito para resgate e qual vai pagar pelos custos de remoção, e a magnitude de receita requerida relacionada à depreciação ao longo da vida útil da propriedade.

No Brasil, a ANEEL permite a inclusão de todos os gastos de desativação nos custos incorridos depreciáveis, podendo ser contabilizado o valor das perdas apurado na desativação para ajustar o bem desativado ao seu valor provável de realização.

A taxa de depreciação, na maioria dos países, é derivada a partir da definição da contabilidade. A experiência internacional também sugere que a maioria dos agentes prestadores de serviço observem o mesmo método de depreciação para a determinação das tarifas.

A título de exemplo, a tabela abaixo mostra taxas médias de depreciação utilizadas para tipos de ativos em alguns agentes prestadores de serviço de eletricidade em vários países. Veremos mais adiante as especificidades do setor elétrico brasileiro.

Tabela 2-2 – Comparação entre taxas médias de depreciação de tipos de ativos ou instalações em serviços de eletricidade de diversos países

Utility/Country	Asset Category				Total Average
	Land/ Building	Generation	Transmission & Distribution	Other	
National Grid U.K.	2.0%	3.4% (Plant and Machinery)		7.9%	3.7%
Scottish Hydro Electric	2.2%	3.0%	3.1%	7.5%	3.5%
Hydro-Electric Australia	-	2.0%	4.0 – 5.0%	16.0 – 18.0%	3.1%
National Power U.K.	3.8%	4.5%		4.5%	4.4%
Scottish Power	3.7%	2.4%		5.9%	2.8%
PowerGen U.K.	-	2.7%	1.1%	7.8%	2.6%
United Networks, New Zealand	-	-	-	-	3.2%
Gener. S.A. Chile	-	-	-	-	3.2%
India	-	3.4 – 8.24%	3.4 – 8.24%	8.24 – 21.55%	3.5 – 7.84%
Jamaica	2.0%	2.86 – 4.17%	3.33 – 4.0%	4.0 – 14.3%	-
T&TEC	2.0 – 3.33%	5.0%	2.5 – 6.67%	4.0 – 25.0%	-

FONTE: *Regulated Industries Commission-RIC, Trinidad Tobago, maio/2005*

2.2.1.3.3. Base de Ativos onde serão aplicadas as taxas de depreciação

A base de ativos constitui o terceiro ingrediente necessário para aplicação o cálculo da depreciação. Como já visto, a valoração da base de capital inicial é uma

questão central e crítica na determinação do equilíbrio econômico-financeiro do agente prestador de serviços de distribuição de energia.

No Brasil, a base de remuneração regulatória, considerada para incidência do cálculo da depreciação leva em conta o valor novo de reposição de cada ativo, deduzido de um índice de aproveitamento desse ativo (aquela parte efetivamente destinada ao serviço) e do seu valor de mercado em uso.

A título de exemplo, apresenta-se a tabela abaixo, retirado de planilha de cálculo disponibilizada pela ANEEL em audiência pública de um processo de revisão tarifária de uma distribuidora de energia:

Tabela 2-3 – Cálculo da Base de Remuneração em um processo de revisão tarifária de distribuidora

Ativos de Distribuição	
Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço – AIS Bruto (Valor Novo de Reposição - VNR)	1.697.879.202,19
(2) Índice de Aproveitamento Integral	5.612.748,47
(3) Obrigações Especiais Bruta	432.468.041,52
(4) Bens Totalmente Depreciados	173.382.336,44
(5) Base de Remuneração Bruta - BRRb = (1)-(2)-(3)-(4)	1.086.416.075,77
(6) Depreciação Acumulada (DAC)	891.195.248,58
(7) Ativo Imobilizado em Serviço – AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso - VMU)	806.683.953,61
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	1.483.400,09
(9) Valor da Base de Remuneração Líquida (VBRL)	805.200.553,52
(10) Almoxarifado em Operação	6.005.536,40
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Obrigações Especiais Líquida	371.911.951,93
(13) Terrenos e Servidões	4.542.663,75
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	443.836.801,74
(15) Saldo RGR PLPT	51.641.206,71
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	160.283.983,59
(17) Taxa de Depreciação	3,97%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	43.130.718,21
(19) Remuneração de Capital (RC)=(15)*taxa+(16)*taxa+[(14)-(15)-(16)]*WACC	32.844.595,56

FONTE: abas “CAPEX” das planilhas dos simuladores disponibilizados pela ANEEL nos sites de Audiências Públicas de processos tarifários de distribuidoras

2.2.2 A Regulação e as revisões tarifárias de distribuidoras de energia no Brasil

Ao conjunto de técnicas e formalidades que objetivam dar estabilidade a determinado setor ou segmento costuma-se atribuir o conceito de “Regulação”. O Poder Concedente das outorgas públicas (concessão, permissão e autorização) de serviços de

eletricidade, gás e água, para promover um ambiente seguro e confiável que estimule os investimentos, o contínuo aumento da produtividade das empresas, o aprimoramento desses serviços e a modicidade tarifária à população atendida, lança mão das técnicas da Regulação.

No setor elétrico brasileiro (ANEEL, 2009):

“(...)A revisão das tarifas dos serviços públicos concedidos é uma exigência legal, conforme dispõe o art. 9º da Lei nº 8.987/1995 (Lei de Concessões), complementado pelo art. 10 da mesma Lei. Tais dispositivos foram incorporados aos contratos de concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica, o que confere à revisão tarifária das concessionárias um caráter de obrigação contratual.

Assim, cabe à ANEEL atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços, conforme inciso X, do art. 4º, do Anexo I, do Decreto nº 2.335/1997.

(...)

*Por último, a Resolução Normativa nº 338, de 25 de novembro de 2008, que altera a Resolução Normativa nº 234, em seu Anexo IV **dispõe sobre a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica a ser considerada a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica. Estabelece a citada Resolução o critério para a realização da avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica, devendo ser utilizado o Método do Custo de Reposição de um bem idêntico ou similar ao que está sendo avaliado, considerando seu Valor Novo de Reposição como base para determinação do respectivo Valor de Mercado em Uso.(...)*** (grifos adicionados)

Portanto, a cada quatro anos (em média, já que alguns contratos de concessão prevêem um prazo diferenciado), no processo de Revisão Tarifária Periódica das empresas concessionárias de serviços de distribuição de energia, a Agência Nacional de

Energia Elétrica – ANEEL aprova a Base de Remuneração Regulatória - BRR. Por “Base de Remuneração”, pode-se entender “*o conjunto de equipamentos necessários para atingir o padrão de qualidade desejável, valorando-o por meio de preços de reposição do mercado*” (KELMAN, 2005)¹². Pela metodologia da Revisão Tarifária vigente, os bens que não podem, por qualquer razão, serem valorados pelo valor de reposição de mercado têm seu valor original contábil atualizado por índices econômicos.

Conforme determinam os Procedimentos de Revisão Tarifária - PRORET¹³ (ANEEL, 2013), homologados pela Resolução Normativa ANEEL nº 457/2011, publicada em 11/11/2011 e retificados pela Resolução Normativa ANEEL nº 544/2013, publicada em 11/4/2013 (ANEEL, 2013), a Revisão Tarifária Periódica - RTP das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário (RT) e do Fator X.

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

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

2.2.2.1. Cálculo do Reposicionamento Tarifário (RT)

Conforme determinado nos PRORET da ANEEL, especificamente no Submódulo 2.1, no Reposicionamento Tarifário (RT), o reequilíbrio econômico-financeiro da concessão se dá por meio do ajuste das tarifas homologadas no último

¹² Disponível em: http://www.kelman.com.br/pdf/revisao_tarifaria_e_o_interesse_do_consumidor2.pdf

¹³ Disponíveis em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702&idPerfil=2>

reajuste tarifário, para mais ou para menos, considerando o retorno adequado do capital prudentemente investido e a cobertura dos custos operacionais eficientes.

O percentual médio de variação das tarifas – Reposicionamento Tarifário (RT), estabelecido na data da revisão tarifária, é dado por:

$$RT = \left(\frac{RR-OR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (2)$$

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

OR: Outras Receitas; e

RV: Receita Verificada.

A **Receita Verificada** é a Receita Anual de Fornecimento, de Suprimento, de Consumo de Energia Elétrica e de Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o Mercado de Referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário.

O **Mercado de Referência** compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no Período de Referência (doze meses imediatamente anteriores ao mês da Revisão Tarifária Periódica) a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição. No cálculo da Receita Verificada, as informações relativas ao mercado faturado no último mês do período de referência serão estimadas, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior.

A **Receita Requerida** corresponde à receita compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com o retorno adequado para o capital prudentemente investido. É composta pela soma da Parcela A e Parcela B.

$$RR = VPA + VPB \quad (3)$$

onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A; e

VPB: Valor da Parcela B.

A **Parcela A** compreende os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, além dos encargos setoriais definidos em legislação específica, cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora. É composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (4)$$

onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

A **Parcela B** compreende os custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária. É composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPB = CAOM + CAA \quad (5)$$

onde:

VPB: Valor da Parcela B;

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção; e

CAA: Custo Anual dos Ativos.

O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), cuja metodologia de cálculo é descrita no Submódulo 2.2 – Custos Operacionais, é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAOM = CO_3 + RI \quad (6)$$

onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO3: Custos Operacionais relativos ao 3CRTP; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

O Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (7)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = (BRRl - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{rgr} \quad (8)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória líquida;

RGR: Saldo devedor de RGR;

rWACC_{pré}: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos; e

rRGR: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT).

2.2.2.2. A Base de Remuneração Regulatória

A metodologia de cálculo da Base de Remuneração Regulatória é descrita no Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória dos PRORET. A metodologia de

cálculo do Custo de Capital (WACC), bem como do custo de capital da RGR, é descrita no Submódulo 2.4 – Custo de Capital dos PRORET.

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. Depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (9)$$

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ: Taxa média de depreciação das instalações.

Como já mencionado, para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de junho de 2009.

Por fim, em uma participação bem menor, o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

As Anuidades serão dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (10)$$

onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

As Anuidades são calculadas em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

A Base de Remuneração é a principal componente da “Parcela B”, que reflete os custos gerenciáveis da Concessionária. Para se calcular a Base de Remuneração Regulatória deve-se observar o Submódulo 2.3 dos PRORET, de onde se extrai:

“(…)

21. Para a completa definição da Base de Remuneração é necessário estabelecer os seguintes valores:

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

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

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

(…)

26. Para aplicação do Índice de Aproveitamento, faz-se necessária uma análise qualificada do uso, função e/ou atribuição do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à atividade concedida de distribuição de energia elétrica.(…)”.

Considerando que o impacto da parcela das anuidades (CAIMI) no cálculo da receita verificada é pequeno, resta-nos examinar, para efeito do desenvolvimento matemático deste trabalho, as parcelas da Remuneração do Capital (RC) e da Quota de

Reintegração Regulatória (QRR), com maior destaque à última, pois é a que mensura o custo de reposição dos ativos, com base no controle de suas vidas úteis e a aplicação das taxas de depreciação.

Portanto, dado que o RT é dado pelas Parcelas A e B, mais a inclusão de financeiros, cumpre-nos estudar a parcela mais impactante do RT no que tange ao gerenciamento dos ativos, ou seja, a parcela CAA da Parcela B, composta pela remuneração do capital e da quota de reintegração regulatória (custo de reposição) e o impacto de cada uma delas no fluxo de capital da distribuidora ao longo dos ciclos tarifários, principalmente sob a ótica da alteração das vidas úteis e das taxas médias de depreciação dos ativos.

2.2.3 A análise da depreciação e do impacto da “Parcela B” no cálculo dos reposicionamentos tarifários das distribuidoras de energia no Brasil

No Brasil, a ANEEL definiu, na metodologia da Base de Remuneração Regulatória, que a depreciação receberia o tratamento metodológico da linha-reta, com as taxas de depreciação baseadas na vida útil econômica dos bens e instalações identificados como unidades de cadastro do patrimônio, cujos inventários são elaborados por meio de laudos de avaliação ou relatórios de controle patrimonial periódicos. Estes são a base da informação para o cálculo da quota de reintegração regulatória, ou seja, do custo de reposição dos ativos.

Então a visão da depreciação utilizada para o setor elétrico brasileiro é a Segunda Visão regulatória, apresentada em 3.1.3.2. Como vimos na fórmula (7) em 3.1.1. as taxas de depreciação são aplicadas a uma Base de Remuneração Bruta para se estabelecer o custo de reposição dos ativos, por outro lado, também afetam a remuneração do investimento, uma vez que esta é calculada com a aplicação da taxa de remuneração do capital (WACC) sobre a Base de Remuneração Líquida.

Segundo estimativa do Instituto Acende Brasil (ACENDE BRASIL, 2007), a “Parcela B” calculada nos processos de recomposição tarifária dos agentes de distribuição, corresponde por 29,5% do total dos custos dessas empresas.

Tabela 2-4 – Participação dos custos nas parcelas do índice de reposicionamento tarifário

Parcela A – Custos não Gerenciáveis 70,5%	Compra de Energia
	Custo de Transporte
	Encargos e Tributos
Parcela B – Custos Gerenciáveis 29,5%	Custos Operacionais Eficientes
	Reposição dos Ativos*
	Remuneração do Capital*

* Variáveis da Base de Remuneração

Fonte: Instituto Acende Brasil, 2007

Os custos não gerenciáveis são elevados não só pelo grande volume de encargos setoriais e tributos no setor elétrico brasileiro, cujos agentes de distribuição fazem um papel de grandes arrecadadores para o Estado, mas também pela desverticalização do setor, que faz com que os custos de geração e de transmissão sejam componentes da tarifa faturada pelos agentes de distribuição e posteriormente repassados aos demais agentes. Assim, a ANEEL mantém um acompanhamento periódico sobre a estabilidade econômico-financeira dos distribuidores, por meio de relatórios trimestrais de informações econômico-financeiras, os RIT.

A análise dos RIT permite ao Regulador observar periodicamente diversos aspectos da Concessão, tanto operacionais e técnicos (atendimento às metas comerciais; atendimento às metas de qualidade, etc) quanto financeiros (fluxo de caixa da distribuidora, necessário para assegurar sua capacidade de investimento; cumprimento de compromissos financeiros firmados com demais Agentes setoriais; etc). Não menos importantes, outros relatórios padronizados também são avaliados periodicamente pela ANEEL, tais como os enviados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e o Balancete Mensal Padronizado – BMP.

As informações submetidas pelas Concessionárias são fiscalizadas e as não-conformidades identificadas são penalizadas com enquadramentos dados pela Resolução Normativa nº 63/2004.

No capítulo seguinte, é apresentada uma proposição de modelagem matemática de agregação, simplificação do controle patrimonial regulatório hoje vigente, no que tange à aplicação de taxas de depreciação, calculadas por tipos ou grupos de instalações, não mais individualizadas por unidades de cadastro.

Serão observadas informações de taxas de depreciação médias, bases de remuneração brutas e líquidas colhidas no Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP das principais distribuidoras do Brasil.

Em seguida, examina-se se o método adotado hoje pelo regulador é consistente, ou se aplicando a metodologia matemática de simplificação do controle das depreciações por grupos de instalações, poder-se-á encontrar resultados iguais ou melhores, de modo a manter ou tornar mais justo o efeito da depreciação na definição das tarifas de energia elétrica no Brasil, especialmente quando aplicados no cálculo da parcela CAA da Parcela B.

Capítulo 3 - METODOLOGIA DE PESQUISA

Os procedimentos abordados na pesquisa estão descritos neste capítulo nas seguintes seções:

3.1- Procedimentos metodológicos da pesquisa

3.2- Instrumentos de pesquisa e coleta de dados

3.3) Apresentação dos dados contábeis e regulatórios da pesquisa com os agentes do setor elétrico brasileiro

3.4) Consolidação dos dados das distribuidoras nacionais em uma proposição de agregação das taxas de depreciação dado o controle patrimonial vigente

3.1 Procedimentos metodológicos da pesquisa

3.1.1 Esclarecimentos sobre o cálculo da vida útil das instalações

Para se estimar a vida útil esperada de um bem, pode-se utilizar diversas fontes de informação (COELHO, 2012)¹⁴, não tão somente os dados registrados pelas empresas, os quais guardam imprecisões quando se trata de baixas de ativos, que incluem as seguintes causas:

- 1) Fim de vida útil (exaustão)
- 2) Queima antecipada do equipamento
- 3) Acidentes na rede
- 4) Realocação de ativos
- 5) Troca por obsolescência

Nota-se que apenas a causa (1) tem relação direta com a vida útil do ativo, pois as demais não implicam necessariamente em perda financeira para a empresa.

Para a causa (2), mais frequente em alguns tipos de equipamentos como, por exemplo, transformadores e medidores, há três opções:

¹⁴ Voto do Diretor-relator constante dos autos do Processo ANEEL n°. 48500.004908/2010-68 (autos públicos)

A primeira é o descarte final do equipamento, quando não há possibilidade de recuperação. Nesse caso, para a maior parte dos bens há uma receita com a venda da sucata, que fica integralmente para a empresa. A venda de sucata de condutores, por exemplo, gera uma receita significativa, podendo na maioria das vezes até superar o valor residual do bem (entende-se como valor residual o valor do bem ainda não depreciado). Em outros casos, pode-se aproveitar partes do equipamento, minimizando a potencial perda do valor residual. Assim, nessa situação podem ocorrer perdas ou ganhos na alienação desse bem.

A segunda opção é a recuperação do bem, prática muito comum nas empresas. Nesse caso, o equipamento é reparado/recondicionado e retorna à rede. Há um procedimento contábil específico para isso, descrito no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Quando o bem é reparado, retorna com a depreciação acumulada zerada, ou seja, em estado de novo. Assim, não há nenhuma perda nesse bem, pelo contrário, há ganhos para a empresa.

A terceira opção é quando a queima ocorre dentro do período de garantia do equipamento ou então em equipamento que está segurado. Em ambos os casos a empresa é indenizada, não havendo perdas para a mesma.

A causa (3) refere-se a situações como abalroamento de postes, onde quem dá causa ao acidente arca com os custos, ressarcindo a empresa. Pode também haver situações em que estão cobertas pelo seguro dos ativos. Em ambos os casos, não há perdas para a empresa.

A causa (4) refere-se a situações como: i) retirada de medidores de unidades consumidoras, que podem ser levados para o almoxarifado ou ser imediatamente realocados em outra unidade consumidora; ii) realocação de transformadores na rede em função de aumento de demanda, por exemplo. Nesses casos, não há perda para a empresa, pois o ativo retorna à rede e continua a ser depreciado.

A causa (5) refere-se a situações como: substituição de rede convencional por compacta; digitalização de subestações; troca de disjuntores por superação de capacidade, etc. A decisão de trocar ou não determinado equipamento está no âmbito da gestão da empresa, que muitas vezes opta por certa ação de forma a reduzir custos com

operação e manutenção, o que nesse caso, tem ganhos pela redução de custos até a próxima revisão tarifária, no mínimo.

Dessa forma, as opções 2, 3, 4 e 5 contribuem no sentido de reduzir a média das baixas contábeis dos equipamentos. Como exemplo, o gráfico abaixo apresenta o caso do transformador de distribuição aéreo, onde se percebe claramente o efeito mencionado. Há baixas com menos de 5 anos e grande concentração em torno de 15 anos, o que não significa que a vida útil acabou, já que esses equipamentos, em sua grande maioria, retornam à rede e, em geral, com depreciação zero.

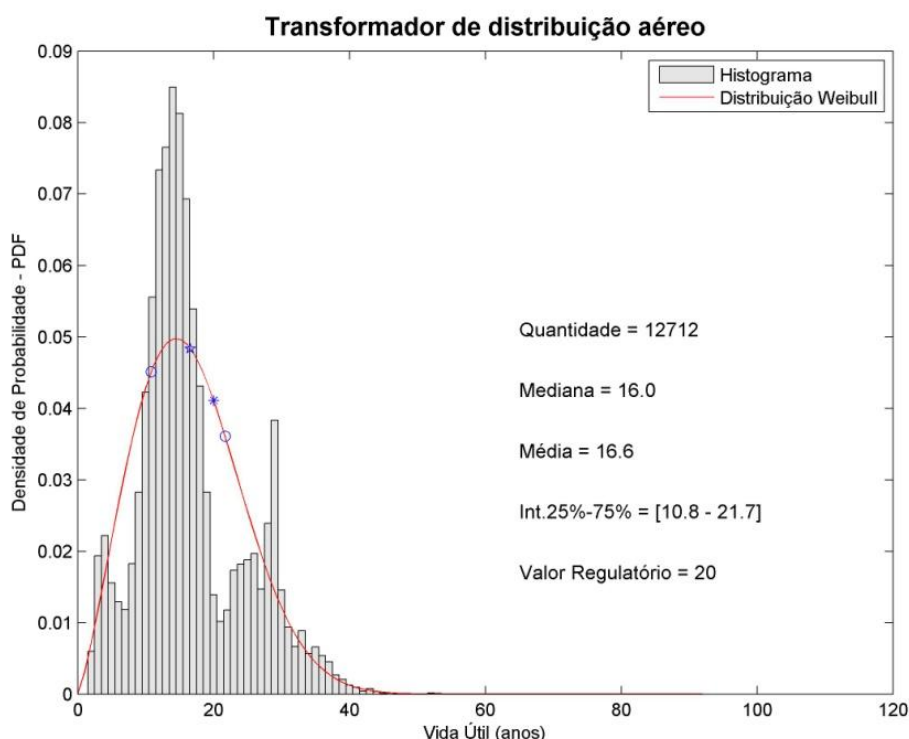


Figura 3-1 – Gráfico da Distribuição da densidade de probabilidade da vida útil de transformadores de distribuição no Brasil.

FONTE: ANEEL, Nota Técnica ANEEL n° 214/2011, agosto de 2011.

Como se vê, os dados das empresas possuem um forte viés para reduzir a vida útil média. Por essa razão, o Órgão regulador, ANEEL, antes de publicar uma revisão geral das taxas de depreciação do setor elétrico, por meio da Resolução Normativa n° 474, de 7 de fevereiro de 2012 (ANEEL, 2012), tratou estatisticamente os dados e utilizou outras fontes de informações que permitissem estimar a vida útil esperada (dados de órgãos reguladores internacionais, de artigos ou outras publicações técnicas

internacionais, e de fabricantes). A ANEEL aplicou um rigoroso tratamento estatístico para os dados dos ativos baixados, que serviram como estimativa inicial da vida útil média esperada. Dados dos outros órgãos reguladores internacionais e de publicações e artigos também foram melhor tratados e, ao contrário do argumentado pelas empresas no processo de Audiência Pública conduzido pela ANEEL, essa informação teve extrema relevância. Argumentou-se que são informações de países muito diferentes em termos de clima e temperatura em relação ao Brasil, não havendo propósito para considerá-las no estudo de revisão das taxas de depreciação. Os testes apresentados pela ANEEL na consolidação dos resultados mostraram que não foi constatada nenhuma relação nesse sentido, sendo descartada a argumentação e mantidos os dados internacionais como referência para compor os intervalos de novas vidas úteis a serem atribuídas aos bens do setor elétrico. Os dados de fabricantes foram utilizados apenas como um passo de consistência, na determinação das taxas finais adotadas regulatoriamente.

Portanto, a metodologia adotada neste trabalho toma como referência as vidas úteis e taxas de depreciação regulatórias hoje vigentes no Brasil desde a recente publicação da Resolução Normativa supracitada, as quais são consistidas em relatórios de controle patrimonial das bases de remuneração de distribuidoras de energia, encaminhados durante os processos de revisão tarifária do terceiro ciclo de revisões periódicas (2011-2013). São avaliados dados de controle patrimonial e contábil dos laudos de avaliação de ativos enviados à ANEEL durante o 2CRTP (21 para a análise de representatividade) e 3CRTP (36 para análise das taxas de depreciação) das distribuidoras de energia. Entretanto, ao se examinar, bem a bem, o comportamento da densidade de probabilidade das taxas de depreciação respectivas, observar-se-á o mesmo comportamento assimétrico da curva, o que determinará a escolha da medida de posição estatística adotada (média, mediana, moda) para a convenção de um valor final único capaz de representar os milhões de registros da base de dados.

3.1.2 Metodologia

A metodologia adotada consiste em:

- 1) apresentar uma análise sobre as bases de remuneração bruta e líquida de 21 das 61 distribuidoras de energia, as quais representam cerca de 85% da base de todos os ativos elétricos em serviço no setor de distribuição de energia brasileiro;
- 2) obter a representatividade dos tipos de ativos de cadastro patrimonial (TUC) nas bases de remuneração das concessionárias brasileiras, tomando como referência bases de remuneração homologadas nos 2º. e 3º. ciclos de revisões tarifárias das distribuidoras;
- 3) definir um rol seletivo de tipos de unidades de cadastro patrimonial que tipicamente representam cerca de 90% dos ativos registrados nas bases de remuneração do setor elétrico e classificá-los quanto à sua representatividade;
- 4) a partir dessa identificação e classificação de representatividade, apresentar uma análise sobre as taxas de depreciação adotadas para esses TUC representativos em bases de remuneração bruta e líquida de 36 das 61 distribuidoras de energia, fazendo uma proposta de agregação do controle regulatório dessas taxas de depreciação por tipos de instalações, que permitam uma adequada valoração dos ativos nos processos de revisões tarifárias e que possa ser aplicada a partir do 4º. ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras no Brasil; e
- 5) avaliar o resultado de impacto regulatório dessa nova proposta de agregação, especialmente no que tange ao impacto na Parcela B dos IRT do 3CRTP.

3.2 Instrumentos de pesquisa e coleta de dados

O trabalho utiliza como fontes de informações as bases de remuneração enviadas pelas concessionárias à Superintendência de Fiscalização Econômico-Financeira - SFF, por meio de registros contábeis, nos 2º e 3º ciclos de revisões tarifárias periódicas. São informações públicas, constantes do processo de revisão tarifária de cada distribuidora selecionada, e disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL no seu sítio na Internet.

Obteve-se informações completas e padronizadas das bases de remuneração bruta e líquida de 36 das 61 distribuidoras de energia do Brasil, as quais representam cerca de 85% da base de todos os ativos elétricos em serviço no setor de distribuição, conforme demonstrado a seguir nas tabelas 3-5, 3-6, 3-7 e 3-8.

Para a análise de representatividade dos TUC, por se tratar de uma análise relativamente simples e que objetiva guiar ações de otimização do processo de

valoração das bases de remuneração, agregando sistematização, consistência e qualidade ao processo, a técnica escolhida neste trabalho para avaliar os dados selecionados foi a da aplicação do “*Princípio de Pareto*”.

O economista italiano Vilfredo Pareto publicou, em 1896, um estudo sobre a distribuição de renda na Itália (PARETO, 1896). Através deste estudo, percebeu-se que a distribuição de riqueza não se dava de maneira uniforme, havendo grande concentração de riqueza (80%) nas mãos de uma pequena parcela da população (20%). Posteriormente, Pareto estendeu os estudos sobre uma série de outros países europeus e, para sua surpresa, encontrou uma distribuição similar em todos eles. Pareto introduziu na economia, a partir desses estudos, o conceito de “*Princípio de Pareto*” , “Lei de Pareto” ou “Regra 80/20”.¹⁵

A partir de então, tal princípio de análise tem sido estendido a outras áreas e atividades tais como a industrial e a comercial, sendo mais amplamente aplicado a partir da segunda metade do século XX. O “*Princípio de Pareto*” passou a ser largamente utilizado em muitos processos, especialmente aqueles voltados à qualidade, desde sua adoção por Joseph M. Juran (gestão da qualidade), em meados da década de 40¹⁶. Algumas aplicações, por exemplo:

- a) 80% das reclamações dos clientes surgem a partir de 20% de seus produtos ou serviços;
- b) 80% dos atrasos no cronograma surgem de 20% das possíveis causas dos atrasos;
- c) 80% do lucro de uma organização provem de apenas 20% de seus produtos ou serviços;
- d) 20% de sua força de vendas responde por 80% do faturamento da sua empresa; e
- e) 20% de defeitos nos sistemas operacionais causam 80% dos seus problemas.

¹⁵ http://en.wikipedia.org/wiki/Pareto_distribution, acesso em 18/10/2013

¹⁶ Joseph Juran, trabalhando nos EUA nos anos de 1930 a 40, reconheceu um princípio universal, que ele intitulou de “Os triviais vitais e outros muitos”, descrevendo-o em artigo. Nos primeiros trabalhos, uma falta de precisão de Juran faz parecer que ele aplicava as observações de Pareto sobre a economia para um campo mais amplo de trabalho e o nome adotado para o princípio foi o de “Princípio de Pareto”, provavelmente porque soava melhor do que “Princípio de Juran”.

A Análise pelo Princípio de Pareto é, em síntese, uma técnica estatística utilizada na tomada de decisão que permite selecionar e priorizar um número pequeno de itens capazes de produzir grande efeito na melhoria dos processos, ou mesmo podem explicar todo o processo. O Princípio de Pareto traz também a ideia de que 80% dos resultados corresponde a apenas 20% dos fatores, o que justifica uma priorização (JURAN, 1992).¹⁷

A partir dessa análise simples pelo Princípio de Pareto é possível, portanto, selecionar e classificar tipos de unidades de cadastro e de bens do setor elétrico que podem representar a grande maioria do total de bens que passam por valoração nos processos de revisão tarifária das distribuidoras no Brasil.

De posse dessa classificação, resta-nos avaliar as taxas de depreciação atribuídas a esses bens e adotar, por meio de ferramentas estatísticas simples (média, mediana, quartis, frequências relativas, etc.), a agregação regulatória capaz de simplificar o processo e produzir resultados semelhantes ao já adotados, ou mesmo melhores no que se refere ao período da concessão.

Para essa análise, o trabalho usa a ferramenta eletrônica de análise de bases de dados, o **SAS® Enterprise Guide**^{®18} e avalia bases de dados de taxas de depreciação de 21 concessionárias de distribuição, entre pequenas, médias e grandes, com uma representatividade superior a 85% de todos os ativos concedidos aos serviços de distribuição no Brasil.

O MCPSE, como já visto nos capítulos anteriores, permitiu que os bens e instalações passassem a ter a codificação padronizada. O controle patrimonial obedece uma estrutura codificada de cadastro de bens e instalações. A estrutura do código de cada registro de Controle Patrimonial é composta por uma parte numérica (código) e outra descritiva (título).

A estrutura de controle de cada bem ou instalação é composta pelos seguintes campos:

Contrato de Concessão; ODI; TI; CM; TUC; UC (A1;A2;A3;A4;A5;A6);
IdUC; UAR; Conta Contábil; Data de incorporação

¹⁷ Disponível em: http://books.google.com.br/books?id=pqjVAnOLrmMC&printsec=frontcover&hl=pt-BR&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false

¹⁸ Versão *Demo* disponível em: http://www.sas.com/technologies/bi/tourex/eg_itour_flash.html

Os campos acima representados por siglas (parte sublinhada) contém códigos de:

ODI-Ordem de Imobilização

TI-Tipo de Instalação

CM-Centro Modular

TUC-Tipo de Unidade de Cadastro

UC-Unidade de cadastro, representada por 6 atributos, a saber:

A1-Atributo Tipo de Bem

A2 a A6-Atributos com características técnicas

IdUC-individualizador da UC – código que individualiza o bem

UAR-Unidade de Adição e Retirada

Sendo assim é possível, portanto, neste trabalho, agregar as análises das taxas de depreciação da seguinte forma:

- 1) Por TUC e A1 (tipo de bem), conforme determinado na REN n° 474/2012 (δI);
- 2) Por TI-Tipo de Instalação ($\delta 2$);
- 3) Por uma nova classificação agregadora, considerando a representatividade do tipo de unidade de cadastro ($\delta 3$)

De forma geral, a metodologia adotada é de calcular a média e a mediana, ponderadas pelas frequências relativas de participação de cada bem, ou seja:

$$\delta I = f(x_i * p_i) \quad (11)$$

Onde:

δI é a taxa de depreciação média agregada por TUC.A1

f é a medida estatística desejada (média ou mediana);

i é cada elemento TUC.A1;

x_i é a taxa de depreciação de cada elemento TUC.A1; e

p_i é a frequência relativa de cada elemento TUC.A1.

Para o caso 2, adota-se o mesmo modelo, entretanto, usando o atributo TI da classificação patrimonial:

$$\delta 2 = f(y_i * p_i) \quad (12)$$

Onde:

δ_2 é a taxa de depreciação média agregada por TI.TUC

f é a medida estatística desejada (média ou mediana);

i é cada elemento TI.TUC;

y_i é a taxa de depreciação de cada elemento TI.TUC; e

p_i é a frequência relativa de cada elemento TI.TUC.

Para o caso 3, o proposto inovador, estuda-se a aplicação de taxas agregadas considerando a representatividade dos TUC em relação ao total de ativos que sofrem valoração, ou seja, aqueles que têm peso representativo no cálculo, que podem ser considerados “essenciais”:

$$\delta_3 = f(z_i * p_i) \quad (13)$$

Onde:

δ_3 é a taxa de depreciação média agregada por $TUC_{\text{essencial.A1}}$

f é a medida estatística desejada (média ou mediana);

i é cada elemento $TUC_{\text{essencial.A1}}$;

z_i é a taxa de depreciação de cada elemento $TUC_{\text{essencial.A1}}$; e

p_i é a frequência relativa de cada elemento $TUC_{\text{essencial.A1}}$.

Como já visto, restará examinar, para uma amostra das 21 empresas de distribuição, qual teria sido o efeito em sua revisão tarifária do 3CRTP, caso adotado a proposta agregada, δ_3 , recalculando as parcelas de RC e da QRR do Custo Anual dos Ativos (CAA), apresentado na fórmula (7).

A Remuneração do Capital (RC), apresentada pela fórmula (8), depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital (WACC), o qual vamos considerar o mesmo adotado pelo Órgão Regulador (7%).

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR), lembrando, corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. Depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme apresentado na fórmula (9).

O trabalho apresenta ao final o que acontece com a Parcela B, caso adotado δ_3 para o cálculo da QRR, considerando que a Parcela A do IRT seria a mesma. Ou seja,

qual o efeito de adotar-se uma taxa de depreciação média agregada no cálculo da base de remuneração regulatória e seu efeito na Parcela B do IRT adotado no 3CRTP.

3.3 Apresentação dos dados contábeis e regulatórios da pesquisa com os agentes do setor elétrico brasileiro

Foram tomados à análise os relatórios de controle patrimonial enviados pelas seguintes 21 empresas (listadas na tabela abaixo), fornecidos à ANEEL durante os processos de revisão tarifária:

Tabela 3-1 - Empresas selecionadas para análise de representatividade dos bens

AES SUL	CEMAR	ELEKTRO
BANDEIRANTE	CEMAT	ELETROPAULO
CEB	CEMIG	ENERSUL
CEEE	COELBA	EPB
CELESC	COPEL	ESCELSA
CELG	COSERN	LIGHT
CELPE	CPFL-PAULISTA	CPFL-PIRATININGA

A análise consistiu em: (i) obter o peso da participação de cada tipo de bem elencado nos relatórios de controle patrimonial, em relação ao valor original contábil total registrado no AIS_{real} de cada uma das 21 empresas; (ii) calcular o percentual médio de participação de cada tipo de bem, definindo um rol novo de bens como referência ($AIS_{referencial}$), no qual os pesos de participação serão os pesos médios de cada tipo de bem, calculado com base no AIS_{real} .

Com base nesse rol de bens com pesos médios de participação ($AIS_{referencial}$), lançou-se mão da técnica de Pareto para observar se 80% desse $AIS_{referencial}$ pode ser representado por pelo menos 20% dos tipos de bens observados.

Para tal, ordenou-se os tipos de bem em ordem decrescente quanto ao peso médio de participação, conforme quadro a seguir.

Tabela 3-2 – Ordenação dos tipos de bens por representatividade

Item	TIPO DE BEM	$AIS_{referencial}$	
		PESO MÉDIO (%)	PESO MÉDIO AGREGADO (%)
1	CONDUTOR DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	25,42%	25,42%
2	ESTRUTURA POSTE	22,59%	48,01%
3	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO AÉREO	10,79%	58,80%
4	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO	6,57%	65,37%

Item	TIPO DE BEM	AIS _{referencial}	
		PESO MÉDIO (%)	PESO MÉDIO AGREGADO (%)
5	TRANSFORMADOR DE FORÇA	4,51%	69,88%
6	CONDUTOR DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	3,38%	73,26%
7	ESTRUTURA TORRE	2,79%	76,05%
8	MEDIDOR ELETRÔNICO	2,61%	78,66%
9	PAINEL	1,82%	80,48%
10	EDIFICAÇÃO – OUTRAS	1,51%	81,99%
11	RELIGADOR	1,14%	83,13%
12	LUMINÁRIA	1,02%	84,15%
13	CHAVE SECCIONADORA, TENSÃO INFERIOR A 69kv	0,92%	85,07%
14	DISJUNTOR DE CLASSE DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	0,81%	85,89%
15	CUBÍCULO	0,80%	86,68%
16	REGULADOR DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	0,67%	87,35%
17	ESTRUTURA DE SUPORTE PARA EQUIPAMENTO	0,60%	87,95%
18	CONDUTO	0,53%	88,48%
19	CHAVE SECCIONADORA, TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	0,51%	88,99%
20	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	0,51%	89,50%
21	MÓVEIS E UTENSÍLIOS	0,46%	89,96%
22	BANCO DE CAPACITORES PARARELO INFERIOR A 69kV	0,44%	90,40%
23	SISTEMA DE TELECONTROLE	0,39%	90,79%
24	ESTRUTURA DE SUPORTE PARA BARRAMENTO	0,39%	91,18%
25	DISJUNTOR DE CLASSE DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	0,37%	91,55%
26	SISTEMA DE ATERRAMENTO EM LINHAS E REDES DE DISTRIBUIÇÃO	0,32%	91,87%
27	OUTROS EQUIPAMENTOS	0,32%	92,20%
28	SUBESTAÇÃO UNITÁRIA	0,32%	92,52%
29	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	0,30%	92,82%
30	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	0,29%	93,10%
31	PROTETOR DE REDE	0,29%	93,39%
32	BARRAMENTO – FLEXÍVEL	0,28%	93,67%
33	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	0,26%	93,93%
34	URBANIZAÇÃO E BENFEITORIAS – MUROS	0,26%	94,19%
35	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	0,25%	94,44%
36	PÁRA-RAIOS	0,23%	94,67%
37	CANALETA	0,23%	94,90%
38	EQUIPAMENTOS DE SERVIÇO	0,23%	95,13%

Procedendo-se a análise sob a ótica do princípio de Pareto à ordenação obtida, pode-se constatar os seguintes patamares de representatividade.

Tabela 3-3 – Aplicação da Lei de Pareto aos dados analisados

Patamar de representatividade	Tipos de bens representativos		% do universo de tipos de bens analisados (220 no total)	PESO MÉDIO AGREGADO (%) do AIS _{referencial}
	qtd	variação (ref. Patamar I)		
I	8	-	~ 4 %	~ 80 %
II	21	162%	~ 10 %	~ 90 %

III	38	375%	~ 17 %	~ 95 %
-----	----	------	--------	--------

Depreende-se, portanto, que:

a) no patamar I, a representatividade alvo de 80% já poderia ser obtida, aproximadamente, com apenas 4% de todos os tipos de bens analisados;

b) no patamar II, para se agregar 10% de representatividade ao patamar I, há a necessidade de se considerar um esforço de ampliação de 162% nos tipos de bens analisados. Neste caso, cerca de 90% de representatividade poderia ser alcançada com, aproximadamente, 10% de todos os tipos de bens analisados; e

c) no patamar III, que corresponde à agregação 15% de representatividade ao patamar I, o esforço de ampliação requerido será de 375% nos tipos de bens analisados. Com isso, cerca de 95% de representatividade poderia ser atingida com, aproximadamente, 17% de todos os tipos de bens analisados.

Constata-se assim que, pelo princípio de Pareto, embora o patamar I já forneça uma representatividade aceitável, ainda é possível a obtenção de patamares otimizadores da representatividade. Entretanto, há de se considerar que, para o propósito a que se destina (valoração de bases de remuneração), o esforço a ser despendido para o alcance do patamar III corresponderia a um ganho de representatividade de apenas 5% relativamente ao patamar II. Isto posto, propõe-se que a análise seja procedida considerando-se o patamar II, com o qual é possível obter-se uma significativa representatividade, caracterizada pela aplicação da Regra 90/10, ou seja, 90% de representatividade alcançada com 10% de todos os tipos de bens analisados.

O gráfico seguinte exemplifica a análise apresentada, contemplando os 38 principais tipos de bens identificados por pesos médios de representatividade e pesos agregados, bem como o Ponto de Ótimo de Pareto proposto.

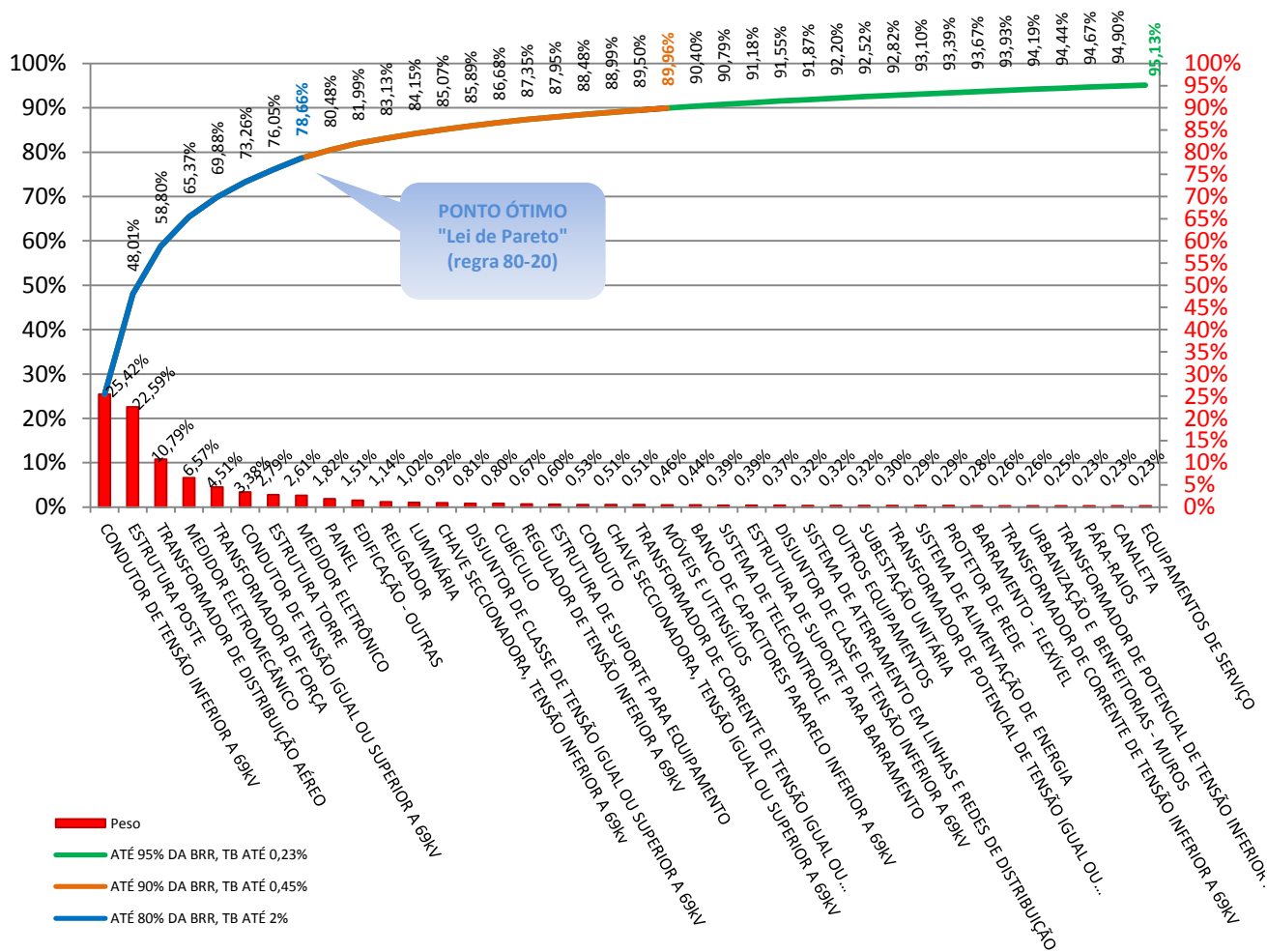


Figura 3-2 - Gráfico da representatividade dos tipos de bens em serviço nas concessões de distribuição de energia no Brasil

Portanto, constata-se que é possível representar cerca de 80% de todo o Ativo Imobilizado em Serviço, passível de receber remuneração nos processos tarifários, com apenas 4% de todos os tipos de bens no setor de distribuição de energia elétrica.

Então, resta classificar, dentre esses ativos representativos, o que é essencial à prestação do serviço, o que é acessório (ou complementar) e o que pode ser considerado como demais ativos de infraestrutura da prestação do serviço de distribuição de energia.

Observando novamente o rol de ativos elencados, pode-se categorizar os 8 (oito) primeiros tipos de bens como Tipos de Bens Essenciais ao serviço (TB-ES). Entre os demais 38 (trinta e oito) tipos de bens mais significativos (95% de representatividade), elencam-se 14 (catorze) aos quais pode-se atribuir a categoria Tipos de Bens Acessórios

ao serviço, que podem ser representados de forma modular¹⁹ (TB-Am) e 16 (dezesseis) outros que também seriam acessórios ao serviço, porém não passíveis de modularização, aos quais atribui-se a categoria Tipos de Bens de Infraestrutura à prestação do serviço (TB-IE), estendida aos demais bens não elencados com representatividade.

Sendo assim, pode-se categorizar a representatividade dos tipos de bens como apresentado no quadro a seguir:

Tabela 3-4 – Categorias propostas à representatividade dos tipos de bens

Item	Código da UC	TIPO DE BEM	PESO (%)	AGREGADO (%)	Categ.
1	190.02	CONDUTOR DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	25,4%	25,4%	TB-ES
2	255.01	ESTRUTURA POSTE	22,6%	48,0%	TB-ES
3	565.01	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO AÉREO	10,8%	58,8%	TB-ES
4	295.01	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO	6,6%	65,4%	TB-ES
5	570.01	TRANSFORMADOR DE FORÇA	4,5%	69,9%	TB-ES
6	190.01	CONDUTOR DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	3,4%	73,3%	TB-ES
7	255.02	ESTRUTURA TORRE	2,8%	76,0%	TB-ES
8	295.11	MEDIDOR ELETRÔNICO	2,6%	78,7%	TB-ES
9	305.01	PAINEL	1,8%	80,5%	TB-IE
10	215.09	EDIFICAÇÃO – OUTRAS	1,5%	82,0%	TB-IE
11	345.01	RELIGADOR	1,1%	83,1%	TB-Am
12	290.01	LUMINÁRIA	1,0%	84,2%	TB-Am
13	160.01	CHAVE SECCIONADORA, TENSÃO INFERIOR A 69kV	0,9%	85,1%	TB-Am
14	210.01	DISJUNTOR DE CLASSE DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	0,8%	85,9%	TB-Am
15	305.03	CUBÍCULO	0,8%	86,7%	TB-IE
16	340.01	REGULADOR DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	0,7%	87,3%	TB-Am
17	265.01	ESTRUTURA DE SUPORTE PARA EQUIPAMENTO	0,6%	88,0%	TB-IE
18	180.01	CONDUTO	0,5%	88,5%	TB-IE
19	160.01	CHAVE SECCIONADORA, TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	0,5%	89,0%	TB-Am
20	575.01	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	0,5%	89,5%	TB-Am
21	230.01	MÓVEIS E UTENSÍLIOS	0,5%	90,0%	TB-IE
22	125.02	BANCO DE CAPACITORES PARARELO INFERIOR A 69kV	0,4%	90,4%	TB-Am
23	485.03	SISTEMA DE TELECONTROLE	0,4%	90,8%	TB-IE
24	265.02	ESTRUTURA DE SUPORTE PARA BARRAMENTO	0,4%	91,2%	TB-IE
25	210.02	DISJUNTOR DE CLASE DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	0,4%	91,5%	TB-Am
26	395.20	SISTEMA DE ATERRAMENTO EM LINHAS E REDES DE DISTRIBUIÇÃO	0,3%	91,9%	TB-Am
27	230.90	OUTROS EQUIPAMENTOS	0,3%	92,2%	TB-IE
28	545.01	SUBESTAÇÃO UNITÁRIA	0,3%	92,5%	TB-IE

¹⁹ Essa representação modular foi preconizada nas Notas Técnicas n° 409/2009 e 304/2010-SRE/ANEEL, e discutidas em duas fases da Audiência Pública n° 052/2009.

Item	Código da UC	TIPO DE BEM	PESO (%)	AGREGADO (%)	Categ.
29	575.02	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	0,3%	92,8%	TB-Am
30	375.01	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	0,3%	93,1%	TB-IE
31	325.01	PROTETOR DE REDE	0,3%	93,4%	TB-IE
32	135.02	BARRAMENTO - FLEXÍVEL	0,3%	93,7%	TB-IE
33	575.01	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	0,3%	93,9%	TB-Am
34	610.40	URBANIZAÇÃO E BENFEITORIAS - MUROS	0,3%	94,2%	TB-IE
35	575.02	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	0,3%	94,4%	TB-Am
36	310.01	PÁRA-RAIOS	0,2%	94,7%	TB-Am
37	180.02	CANALETA	0,2%	94,9%	TB-IE
38	230.10	EQUIPAMENTOS DE SERVIÇO	0,2%	95,1%	TB-IE
39-220	vários	DEMAIS	4,9%	100,0%	TB-IE

Portanto, pode-se representar um Ativo Imobilizado em Serviço referencial ($AIS_{Referencial}$), a partir das categorias indicadas no quadro resumo a seguir:

Tabela 3-5 – Resumo das categorias representativas dos tipos de bens

TB-categoria	% de Representatividade	Qtd. de TB	%Qtd
TB-ES	78,7%	8	3,64%
TB-Am	7,7%	14	6,36%
TB-IE	13,6%	198	90%
$AIS_{Referencial}$	100%	220	100%

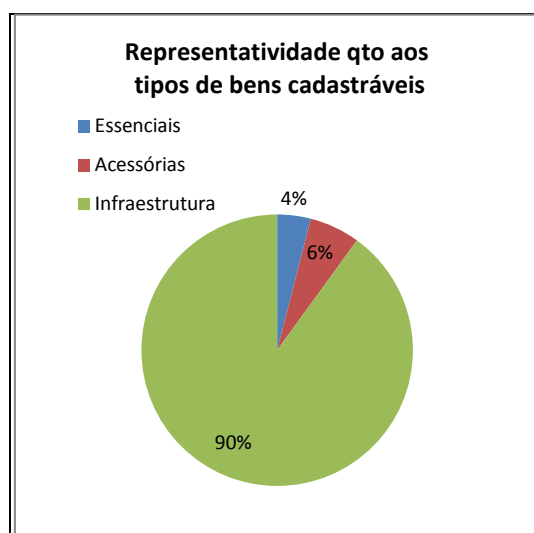


Figura 3-3 – Representatividade dos bens quanto aos tipos de bens cadastráveis

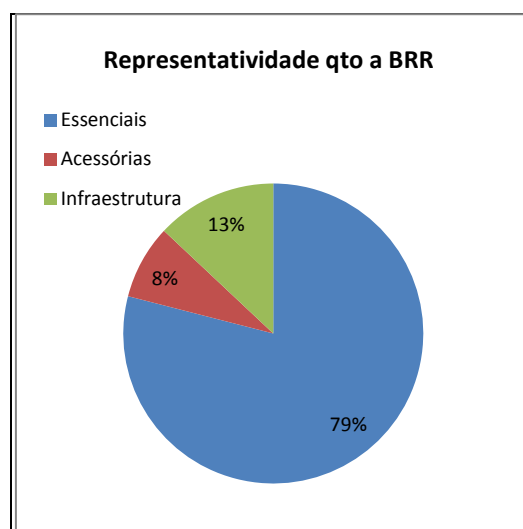


Figura 3-4 - Representatividade dos bens quanto a base de remuneração regulatória

Percebe-se que 87% do $AIS_{Referencial}$ podem ser explicados por apenas 10% do universo dos tipos de bens, estes passíveis de modularização (TB-ES e TB-Am). Os demais, ou seja, 90% dos tipos de bens, podem ser classificados apenas como bens de infraestrutura à prestação do serviço de distribuição, por não serem modularizáveis e por apresentarem baixa representatividade, apenas 13%.

Sendo assim, o trabalho examina os dados das taxas de depreciação desses tipos de unidades de cadastro, segmentando-os em dados dos $TUC_{essenciais}$, dos $TUC_{acessórias}$ e dos $TUC_{infraestrutura}$.

3.4 Consolidação dos dados das distribuidoras nacionais em uma proposição de agregação das taxas de depreciação dado o controle patrimonial vigente

A base de dados examinada consiste em laudos de avaliação encaminhados à ANEEL durante o terceiro ciclo de revisões tarifárias de 54 distribuidoras de energia. Entretanto, ao analisar a qualidade da informação dos laudos, particularmente no que tange à codificação correta dos bens conforme preconiza o MCPSE, pôde-se observar que das 21 empresas utilizadas para o estudo de representatividade dos ativos, algumas continham imperfeições ou incompletudes em seus cadastros codificados. Entretanto, foi possível corrigir essa base de dados e assumir para o estudo a base de dados de não mais somente 21 empresas, mas 36 empresas, cujos cadastros patrimoniais já atendem

as obrigações regulamentares na sua totalidade, agregando valor de qualidade às análises do trabalho, conforme pode-se depreender o comparativo nos quadros abaixo.

Tabela 3-6 - Base de dados para a análise da representatividade dos TUC

3CRTP	EMPRESA	BRR(bruta) [R\$]	BRR(líquida) [R\$]
1	CEMIG	15.355.842.946,29	5.511.767.731,07
2	ELETROPAULO	10.748.786.734,08	4.445.093.056,98
3	COPEL	7.622.435.793,59	2.552.250.529,95
4	CPFL-PAULISTA	7.421.488.468,72	3.310.354.023,92
5	COELBA	7.395.314.217,84	3.910.759.071,44
6	ELEKTRO	4.877.416.023,97	2.080.271.300,41
7	CELESC	4.408.537.979,29	2.329.383.889,16
8	CELPE	3.950.402.217,01	2.173.351.505,72
9	CEMAR	3.308.690.824,53	2.069.481.122,81
10	BANDEIRANTE	3.000.231.610,46	1.544.529.600,27
11	ESCELSA	2.758.068.754,61	1.566.360.041,96
12	CEMAT	2.734.253.117,84	1.700.278.812,89
13	CPFL-PIRATINGA	2.542.040.890,40	1.272.526.763,43
14	CEEE	2.535.416.715,27	1.245.213.153,54
15	AES-SUL	2.503.033.419,38	1.488.544.466,49
16	ENERSUL	1.945.199.785,90	1.152.639.514,88
17	COSERN	1.590.188.524,06	914.285.366,01
18	CEB	1.339.651.252,99	699.664.594,55
19	EPB	1.332.471.068,56	827.319.009,23
20	LIGHT	-	-
21	CELG	-	-
Total		87.369.470.344,78	40.794.073.554,72

Total (D = 54 empr)	BRRBruta [R\$]	101.616.789.397,79	
	BRRLíq [R\$]	48.655.311.179,89	47,88%

Representativas (D = 19 empr)	BRRBruta [R\$]	87.369.470.344,78	
35%	BRRLíq [R\$]	40.794.073.554,72	46,69%

Representativas Total	BRRBruta	86%
	BRRLíq	84%

Tabela 3-7- Base de dados para os cálculos das taxas de depreciação médias e medianas

SAS	Agente	BRR(bruta) [R\$]	BRR(líquida) [R\$]	Rep %	Registros	Rep %
1	CEMIG	15.355.842.946,29	5.511.767.731,07	12,81%	181.758	6,88%
2	LIGHT	11.974.212.085,00	6.711.307.446,90	15,60%	160.133	6,07%
3	COPEL	7.622.435.793,59	2.552.250.529,95	5,93%	47.747	1,81%
4	CPFL-PAULISTA	7.421.488.468,72	3.310.354.023,92	7,70%	231.840	9,94%
5	COELBA	7.395.314.217,84	3.910.759.071,44	9,09%	153.220	5,80%
6	CELESC	4.408.537.979,29	2.329.383.889,16	5,42%	63.420	2,40%
7	CELPE	3.950.402.217,01	2.173.351.505,72	5,05%	127.609	4,83%
8	CELG	3.362.453.262,06	1.484.985.119,02	3,45%	124.059	4,70%

9	CEMAR	3.308.690.824,53	2.069.481.122,81	4,81%	131.797	4,99%
10	ESCELSA	2.758.068.754,61	1.566.360.041,96	3,64%	229.197	8,68%
11	CEMAT	2.734.253.117,84	1.700.278.812,89	3,95%	152.671	5,90%
12	RGE	2.617.335.688,99	1.551.994.107,90	3,61%	128.182	4,85%
13	CPFL-PIRATININGA	2.542.040.890,40	1.272.526.763,43	2,96%	13.319	0,50%
14	CEEE	2.535.416.715,27	1.245.213.153,54	2,89%	41.207	1,56%
15	AES-SUL	2.503.033.419,38	1.488.544.466,49	3,46%	253.329	9,60%
16	ENERSUL	1.945.199.785,90	1.152.639.514,88	2,68%	78.416	2,98%
17	COSERN	1.590.188.524,06	914.285.366,01	2,13%	112.851	4,27%
18	EPB	1.332.471.068,56	827.319.009,23	1,92%	162.646	6,16%
19	ESE	871.109.684,23	497.610.701,17	1,16%	77.670	2,94%
20	SANTA CRUZ	248.114.319,28	96.239.312,77	0,22%	8.165	0,31%
21	CAIUA	220.597.530,10	96.883.730,29	0,23%	5.870	0,23%
22	EEB	162.832.236,30	84.160.757,30	0,20%	8.516	0,33%
23	EDEVP	144.188.031,08	62.050.236,87	0,14%	4.822	0,19%
24	CSPE	124.413.759,32	68.672.737,91	0,16%	8.590	0,33%
25	EBO	121.994.456,07	67.018.211,04	0,16%	17.545	0,66%
26	CNEE	105.480.103,10	47.345.719,22	0,11%	3.942	0,15%
27	CLFM	82.342.704,30	37.322.008,92	0,09%	22.773	0,86%
28	CPEE	80.112.781,04	46.661.420,85	0,11%	25.156	0,95%
29	Jaguari	67.276.294,56	31.662.941,00	0,07%	6.170	0,23%
30	COOPERALIANÇA	51.254.191,29	33.045.349,10	0,08%	6.586	0,25%
31	CFLO	36.381.552,10	14.859.402,67	0,03%	3.117	0,12%
32	ELETROCAR	25.438.702,55	17.294.151,38	0,04%	4.020	0,15%
33	Hidropan	20.615.873,11	19.505.627,46	0,05%	1.625	0,06%
34	UHENPAL	18.228.811,13	8.858.666,92	0,02%	3.889	0,15%
35	EFLUL	8.143.829,62	5.291.454,21	0,01%	2.357	0,09%
36	MUX	5.930.334,80	5.656.673,11	0,01%	1.602	0,06%
		87.751.840.953,31	43.012.940.778,51	100%	2.605.816	100%

Total (D = 54 empr)	BRRBruta [R\$]	115.474.868.542,98	
	BRRLíq [R\$]	56.045.487.771,59	48,53%

Representativas (D = 36 empr - 67%)	BRRBruta [R\$]	87.751.840.953,31	
	BRRLíq [R\$]	43.012.940.778,51	49,02%

Representativas Total	BRRBruta	76%
	BRRLíq	77%

Dessa forma, dos 2.605.816 registros analisados, apenas 694 registros eram nulos, podendo ser descartados. Outros 6.548 registros foram descartados pois as taxas de depreciação apresentadas eram maiores que 100% (na maioria dos casos, registros da distribuidora COOPERALIANÇA). A base robusta, já limpa, traz dados de 67% de todas as distribuidoras que passaram pela revisão do 3CRTP, representando 77% da base de remuneração líquida do setor elétrico e totalizando 2.599.267 registros de TUC, resumidos abaixo:

Tabela 3-8 – Percentual de representatividade dos registros analisados por tipo de bens cadastráveis

Classificação do TUC	Qtd de registros analisados	%
Essencial	2.245.497	86,39%
Acessório	134.254	5,17%
Infraestrutura	219.516	8,45%
Total de registros na base	2.599.267	100%

Percebe-se portanto, que a representatividade dos TUC_{essenciais}, quando examinada essa nova base de dados, mais completa, aumenta ainda mais, se comparada à inicial, portanto conclui-se que dessa nova base de dados, os 8 TUC_{essenciais} (4%) representam 87% de todos os registros constantes nos laudos de avaliação de base de remuneração das 36 empresas consideradas.

Ao proceder à análise dos 3 casos estudados, ou seja, fazendo o cálculo das médias e medianas agregadas das taxas de depreciação i) por TUC e A1 (tipo de bem), conforme determinado na REN n° 474/2012 (ANEEL, 2012) (δI); ii) por TI - Tipo de Instalação ($\delta 2$); e iii) pela nova classificação agregadora, considerando a representatividade do tipo de unidade de cadastro ($\delta 3$), percebe-se que proceder as duas primeiras análises perde o sentido quando se examina tamanha representatividade de apenas 4% dos essenciais TUC.

Entretanto, quando procede-se o cálculo de δI e $\delta 2$ depreende-se que, de fato, essa representatividade faz total sentido, quando examinamos os TI relacionados aos serviços de distribuição de energia.

Os Tipos de Instalação - TI (bens e instalações), constantes da ICAD 6.6 do MCPSE (ANEEL, 2009), que compõem serviços de distribuição são, basicamente os seguintes:

A – Subestações, Linhas e Redes de Distribuição

Tabela 3-9 - Tipos de Instalação – TI de Subestações, linhas e redes de distribuição de energia

Código	Descrição
30	Subestações em tensão menor ou igual que 13,8kV;
31	Subestações em tensão maior que 13,8kV e menor ou igual a 34,5kV;
32	Subestações em tensão maior que 34,5kV e menor ou igual a 69kV;

Código	Descrição
33	Subestações em tensão maior que 69kV e menor ou igual a 138kV;
34	Subestações em tensão maior que 138kV e menor ou igual a 230kV;
35	Linha de Distribuição em tensão menor ou igual que 13,8kV;
36	Linha de Distribuição em tensão maior que 13,8kV e menor ou igual a 34,5kV;
37	Linha de Distribuição em tensão maior que 34,5kV e menor ou igual a 69kV;
38	Linha de Distribuição em tensão maior que 69kV e menor ou igual a 138 kV;
39	Linha de Distribuição em tensão maior que 138kV e menor ou igual a 230kV;
40	Redes de Distribuição Aérea Urbana;
41	Redes de Distribuição Aérea Rural;
42	Redes de Distribuição Subterrânea Urbana;
43	Redes de Distribuição Subterrânea Rural; e
44	Redes de Distribuição Submersa.

B – Administração Central e Específica

Tabela 3-10 - Tipos de Instalação – TI de Administração central e específica

Código	Descrição
70	Terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias da Administração Central;
71	Equipamento geral, o equipamento geral de informática e veículos da Administração Central.
72	Sistema de Comunicação da Administração Central
80	Terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias da Administração Específica;
81	Equipamento geral, o equipamento geral de informática e veículos da Administração Específica.
82	Sistema de Comunicação da Administração Específica

C – Outros Tipos de Instalações

Tabela 3-11 – Demais Tipos de Instalação – TI

Código	Descrição
90	Terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias que não integram outras ODI;
91	Equipamento geral, o equipamento geral de informática e veículos que não integram ODI específicas;
92	Sistemas de telecomunicação, telecontrole, teleprocessamento, proteção, controle e supervisão - Automação;
93	Sistema de medição (que não integram as ODI de Usinas e de Subestações);
94	Serviços Auxiliares gerais, inclusive Oficinas Eletromecânicas, Laboratórios e seus equipamentos;
95	Apoio Operacional (exclusivo para ODI específicas de Usina e Subestação);
96	Cada sistema de comunicação (exceto o sistema de ondas portadoras “Carrier” que integra as ODI de Subestações e os sistemas de comunicação que integram as ODI Adm. Central e Adm. Específica)
97	Sistema de despacho de carga
98	Reserva imobilizada (exceto equipamentos reservas exclusivos de usinas e subestações que integram ODI específicas)
99	Intangível (exceto servidões, que integram a ODI específica a que pertence)

Os resultados da rotina de cálculo para $\delta 1$ estão apresentados na tabela 5-1 do Apêndice.

Ao executarmos a rotina de cálculo de $\delta 2$, extraímos os resultados apresentados na tabela 5-2 do Apêndice com uma formatação de cores que indicam quanto mais “quente” a cor, maior representatividade.

Simplificando a análise, podemos observar os dados, apenas por TI, apresentada na tabela 5-3 do Apêndice.

Examinando os TI elencados exclusivamente como de prestação de serviço de distribuição, ou seja, aqueles que podem fazer diferença no cálculo, extraímos da tabela supracitada os TI de códigos 31, 32, 33, 37, 40, 41, 71, 81, 93 e 99.

Tabela 3-12 - Resultados do cálculo de $\delta 2$
(principais Tipos de instalação-TI de prestação de serviço de distribuição)

	Qtd		Tx_Deprc ($\delta 2$)		
	N	PctN	Mean	Median	CV %
TI	2.599.267	100%			
0	296226	11,3965%	4,55%	3,57%	43,49
31	8286	0,3188%	4,63%	4,00%	37,07
32	26723	1,0281%	4,03%	3,57%	35,36
33	33514	1,2894%	3,89%	3,33%	33,35
37	10020	0,3855%	3,27%	3,57%	29,26
40	992956	38,2014%	3,95%	3,60%	22,45
41	809376	31,1386%	4,54%	3,57%	61,7
71	20623	0,7934%	10,30%	6,30%	46,24
81	26841	1,0326%	9,44%	6,25%	48,79
93	248558	9,5626%	5,79%	4,35%	34,35
99	8788	0,3381%	18,09%	20,00%	26,45
RD	77404	2,9779%	3,82%	3,57%	18,05

Generated by the SAS System ('SASApp', X64_ESRV08) on November 19, 2013 at 02:54:58 PM

Estes tipos de instalação representam 98% dos ativos dos laudos e contém dados de depreciação média e mediana de instalações de distribuição de energia que podem ser agregados de forma ponderada como segue:

Tabela 3-13- Resultados do cálculo de $\delta 2$
(agregado em TI funcionais da prestação de serviço de distribuição)

Categoria de Instalação (TI)	Tx_Deprc ($\delta 2$)	
	Mean	Median
Subestações de distribuição (31, 32 e 33)	4,03%	3,50%
Redes e Linhas de distribuição (37, 40, 41, zero e RD)	4,24%	3,58%
Medição (93)	5,79%	4,35%
Administração e infraestrutura de distribuição (71, 81)	9,81%	6,27%
Intangível (99)	18,09%	20,00%

*Obs.: Zero e RD não são códigos estabelecidos no MCPSE e foram assumidos como sendo pertencentes às duas categorias com maior representatividade, ou seja 40 e 41.

Por outro lado, o cálculo de $\delta 3$ é procedido considerando a classificação atribuída aos TUC, considerando-os como essenciais, acessórios ou de infraestrutura.

Realizados os cálculos, passa-se a análise desses resultados, resumindo-os no seguinte quadro:

Tabela 3-14- Resultados do cálculo de $\delta 3$

Tipos de TUC, %representação e TD médias e medianas							
TUC	PctN	Mean	Median	mediana das médias	mediana das medianas	média das médias	média das medianas
Essenciais	86,39%	4,07%	3,90%	3,76%	3,70%	4,03%	3,91%
Acessórias	5,17%	5,40%	5,49%	4,04%	4,17%	4,32%	4,42%
Infraestrutura	8,45%	8,64%	8,60%	3,99%	4,00%	5,07%	4,99%
2.599.267	100%	4,53%	4,38%	3,80%	3,75%	4,13%	4,03%
TD agregada proposta ($\delta 3$)				3,75%			

A escolha das medianas das medianas é explicada na seção seguinte.

3.4.1 INDICADORES DE TENDÊNCIA CENTRAL – a escolha para a convenção

Média, mediana e a moda são medidas de tendência central de um conjunto de dados, que têm função de resumir em apenas uma informação a característica de todo um universo de dados, representativa de toda a série.

Moda é a medida de tendência central que representa a maior frequência em uma base de dados. Possui problemas insuperáveis, pois uma moda única não pode ser

calculada caso não haja repetição de valores. Além disso, é diretamente influenciada pela quantidade de algarismos significativos utilizados na base e pela precisão da informação. Em alguns casos a distribuição dos valores pode ser bimodal, trimodal, etc, o que seria indesejável para a busca de uma representatividade única do universo de dados.

As medidas de tendência centrais mais utilizadas são a média e a mediana.

A média é a soma dos dados divididos pela quantidade total de valores observados. A média aritmética é, talvez, a medida mais usada. Contudo, ela pode conduzir a erros de interpretação, em particular para distribuições muito assimétricas ou contendo valores atípicos. Uma alternativa é utilizar a média aparada, que envolve calcular as médias das observações centrais, desprezando um percentual dos valores iniciais e finais.

As médias podem não ser medidas adequadas para representar um conjunto de dados, pois são afetadas de forma exagerada por valores extremos (BUSSAB e MORRETIN, 2002). Para contornar estes fatos, outras medidas têm de ser considerada, tal como a mediana e percentis da série de dados.

Em muitas situações a mediana é mais adequada, porque representa a observação que ocupa a posição central de todas as observações ordenadas. No caso de número par de informações, utiliza-se as médias dos dois valores centrais para se obter a mediana.

A mediana é uma medida resistente²⁰, ao contrário da média.

O problema da média de tendência central é abordado por (MCCLAVE, BENSON e SINCICH, 2009), analisando salários como exemplo:

“(...) outro exemplo de dados para os quais a tendência central é melhor descrita pela mediana do que pela média é o dos salários dos atletas profissionais (por exemplo, jogadores de basquete da NBA – National Basketball Association). A presença de poucos atletas (como Labron James) com salários

²⁰ Quando for pouco afetada por mudanças de uma pequena porção de dados.

extremamente altos afeta a média, elevando-a muito acima do valor da mediana. Assim, a mediana proporcionará uma ideia mais acurada do salário típico da liga profissional. A média poderia exceder a ampla maioria de medições da amostra (salários), fazendo com que seja uma mediada enganosa de tendência central.”

Uma forma de mitigar problemas com a média é utiliza-la na forma aparada. Todavia, o valor seria influenciado pelo arbítrio do percentual de expurgos de valores extremos, que pode variar até 50%. A título de exemplo, a Figura a seguir ilustra o valor da média salarial de eletricitas, considerando a exclusão de valores extremos. Observe que os valores notáveis são a média e mediana, sendo os valores intermediários a média aparada, com arbítrio de percentual de exclusão de valores extremos. Quanto mais se apara a média, mais aproxima-se da mediana.

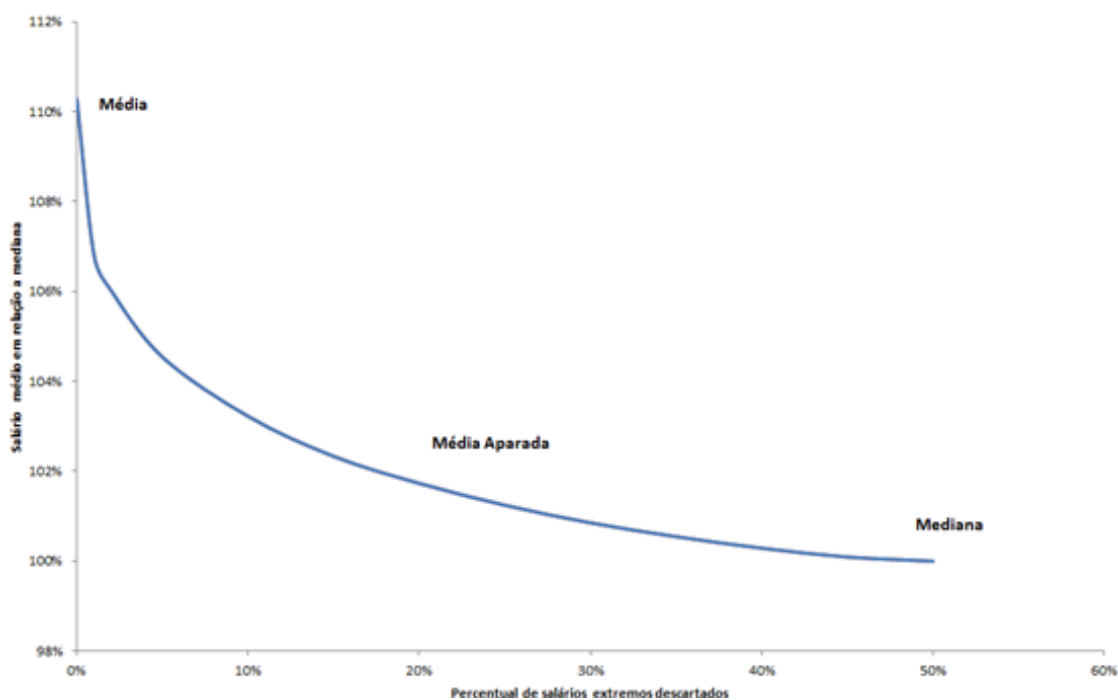


Figura 3-5- Média do salário do eletricitista em função do percentual de descarte de dados extremos. Curva Viesada a Esquerda.

Nos três casos estudados (δ_1 , δ_2 e δ_3), analisando as densidades de probabilidades das taxas de depreciação dos bens individualmente, agregados por tipo de instalação e agregados por representatividade na prestação do serviço de distribuição de energia, todas as curvas apresentarão atipicidades, o que justificaria uma adoção das

medianas calculadas como a medida de posição mais resistente para adoção de um valor único convencionado, representativo de cerca de 2,5 milhões de registros da base de dados.

Na seção seguinte, portanto, é apresentado o cálculo do impacto da adoção dessa taxa de depreciação agregada, convencionada pela mediana das medianas, nos Índices de Reposicionamento Tarifário - IRT das 54 empresas distribuidoras que passaram recentemente por processos de revisão tarifária no 3CRTP e a proposição desse trabalho para evolução ou simplificação regulatória.

3.5 Análise dos dados e resultados da aplicação da adoção de uma nova modelagem agregada de bens, por tipo ou função das instalações, no cálculo das revisões de tarifas de distribuição de energia no Brasil.

A cobertura tarifária calculada sob o modelo ora vigente é dada por ciclo de aniversário contratual, que em média é feito de 4 em 4 anos.

Quando a regulação adota uma taxa de depreciação menor, assume-se que a valoração de reposição do ativo será menor num primeiro momento, mas a vida útil será maior, portanto esses ativos serão passíveis de valoração por mais tempo. Pelo contrário, se a taxa for maior, a vida útil é menor e a valoração para reposição do ativo que é maior no início, perdura por menor tempo de concessão. Portanto, alterar para mais ou para menos a taxa de depreciação dos bens significa assumir que a concessão terá uma vida útil maior ou menor, conforme a regulação determinar.

Os procedimentos de cálculo abordados no Capítulo 4 conduzem esse trabalho ao ponto de aplicar a proposição feita para a taxa de depreciação média do setor elétrico de distribuição no cálculo do reposicionamento tarifário das 54 empresas de distribuição que passaram pelo 3CRTP até o início do ano de 2013, o que é demonstrado na tabela 3-15.

A formulação do cálculo está toda apresentada no Capítulo 2, Seção 2.2.2. A tabela 3-15 apresenta o recálculo dos Índices de Reposicionamento Tarifários – IRT das 54 empresas, e o impacto da adoção de uma taxa de depreciação única, especialmente

no que tange às alterações dos valores da Quota de Reintegração Regulatória, da parcela CAA da Parcela B, da própria Parcela B, e do ajuste de Mercado realizado sobre a Parcela B.

Observa-se abaixo, na tabela 3-14, que adotando-se a taxa de depreciação média agregada para todas as empresas do setor elétrico de distribuição ($\delta=3,75\%$), das 54 empresas sob análise, 17 (cerca de 30%) teriam aumento no IRT2013 e 37 (cerca de 70%) teriam redução. Embora alterados, os valores médios de aumento e redução nos IRT são meramente desprezíveis, menores que 0,2%, denotando um ganho substancial de simplificação do processo, com uma alteração praticamente mínima no valor final do resultado do reposicionamento tarifário.

Tabela 3-15 – Resultado da adoção de uma taxa única de depreciação no cálculo das revisões de tarifas de distribuição de energia no Brasil

17 (31%)	Aumento do IRT
37 (69%)	Redução do IRT
Médias	Conclusão, se adotada taxa única média de depreciação para o 3CRTP:
0,19%	17 empresas teriam aumento médio de 0,19% no IRT do 3CRTP
-0,15%	37 empresas teriam redução média de -0,15% no IRT do 3CRTP

Outro ponto a ressaltar é que, pelo método simplificado, usando apenas 8 TUC (4% dos tipos de bens), é possível determinar uma taxa de depreciação única para todo o setor de distribuição de energia do país, para ser atribuída nos cálculos tarifários. Considerando os valores reais adotados nos cálculos procedidos pela ANEEL, a taxa de depreciação média das 54 empresas foi de 3,85%, o que representa uma vida útil média das concessões de distribuição no Brasil de 25,97 anos. O cálculo simplificado, apresentado nesse trabalho, estima a vida útil das concessões em 26,67 anos, convencionando a taxa de depreciação em 3,75%.

A precisão do método simplificado de depreciação baseado na cobertura total da vida útil dos bens e instalações deverá ser aperfeiçoada com a melhoria constante da base de dados (MINAKAWA, TADA e WU, 2008) dos registros contábeis e de controle patrimonial.

Tabela 3-16 – Recálculo da revisão tarifária de 54 distribuidoras de energia, utilizando uma taxa de depreciação unica regulatória

NOME	CÓDIGO	(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)-(13)	(17) Taxa de Depreciação	(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	(19) Remuneração de Capital (RC)	Parcela B com ajuste de mercado	Receita Verificada	IRT-3CRT
1	2	7	16	19	20	21	34	35	36
AES-SUL - AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	D01	2.503.033.419,38	1.488.544.466,49	3,71%	92.862.539,86	160.482.535,52	562.550.858,72	1.969.692.422,98	4,49%
BANDEIRANTE - Bandeirante Energia S/A.	D04	3.000.231.610,46	1.544.529.600,27	3,91%	117.396.562,72	174.643.085,24	643.436.207,45	2.880.176.327,54	-2,22%
CAIUÁ-D - Caiuá Distribuição de Energia S/A	D06	220.597.530,10	96.883.730,29	3,97%	8.757.721,95	10.860.926,16	78.805.126,54	269.653.388,84	7,56%
CEAL - ELETROBRÁS Distribuição Alagoas	D08	1.086.416.075,77	443.836.801,74	3,97%	43.130.718,21	32.844.595,56	307.492.590,39	782.401.627,16	-1,86%
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	D10	2.535.416.715,27	1.245.213.153,54	3,72%	94.368.210,14	135.343.522,63	542.334.814,48	2.219.426.540,45	2,95%
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	D11	4.408.537.979,29	2.329.383.889,16	3,75%	165.320.174,22	254.664.237,78	1.033.835.839,27	4.341.053.727,25	3,99%
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	D12	3.362.453.262,06	1.484.985.119,02	3,95%	132.816.903,85	165.385.276,19	989.291.910,70	2.694.472.237,17	1,95%
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S/A.	D13	2.338.348.217,78	1.472.151.767,05	4,08%	95.331.533,90	140.950.238,52	722.296.986,41	1.803.503.145,12	9,08%
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	D14	3.950.402.217,01	2.173.351.505,72	3,84%	151.875.199,29	246.892.731,05	1.013.057.856,08	2.816.574.071,16	1,60%
CELTINS - Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	D15	696.724.256,77	228.958.108,57	3,73%	25.987.814,78	20.351.439,81	239.519.743,80	597.512.171,05	-6,71%
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	D16	3.308.690.824,53	2.069.481.122,81	3,78%	125.160.039,92	215.846.973,33	802.636.967,06	1.581.184.754,76	-4,94%
CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	D17	2.734.253.117,84	1.700.278.812,89	3,76%	102.866.527,27	154.423.208,98	671.947.934,67	1.911.925.463,57	-3,31%
CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A	D18	15.355.842.946,29	5.511.767.731,07	3,84%	589.664.369,14	587.394.485,82	2.968.835.151,50	8.132.233.086,87	0,47%
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	D19	617.168.424,99	317.736.325,91	3,99%	24.625.020,16	10.914.162,06	341.070.701,01	883.659.340,09	-12,59%
CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste	D22	36.381.552,10	14.859.402,67	4,17%	1.651.059,07	1.582.905,03	19.825.905,03	65.486.662,78	10,12%
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	D23	42.038.249,22	25.117.835,99	3,70%	1.553.590,88	2.707.030,48	15.665.708,47	33.380.423,34	2,58%
CJE - Companhia Jaguari de Energia	D24	67.276.294,56	31.662.941,00	3,58%	2.411.209,32	3.586.724,93	20.034.970,99	108.615.081,45	-7,13%
CLFM - Companhia Luz e Força Mococa	D25	82.342.704,30	37.322.008,92	4,40%	3.626.700,62	4.199.757,12	24.721.685,88	65.860.177,55	7,93%
CLFSC - Companhia Luz e Força Santa Cruz	D26	248.114.319,28	96.239.312,77	3,78%	9.378.721,27	10.567.430,92	79.177.393,66	248.540.330,46	4,36%
CNEE - Companhia Nacional de Energia Elétrica	D27	105.480.103,10	47.345.719,22	3,99%	4.208.656,11	5.349.428,56	43.461.265,70	138.793.982,62	7,45%
COCEL - Companhia Campolarguense de Energia	D28	49.516.637,91	20.092.647,80	3,93%	1.945.575,72	2.088.254,77	19.844.966,35	68.043.517,85	1,11%
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	D29	7.395.314.217,84	3.910.759.071,44	3,86%	285.459.128,81	427.501.184,27	1.687.015.094,56	4.120.723.295,85	-5,91%
COELCE - Companhia Energética do Ceará	D30	3.194.165.574,94	1.919.448.868,45	3,98%	127.127.789,88	209.367.314,34	858.053.266,46	2.470.520.040,57	-4,96%
COOPERALIANÇA - Cooperativa Aliança	D31	51.254.191,29	33.045.349,10	3,74%	1.918.956,92	3.155.830,84	15.937.390,81	45.970.835,05	16,14%
COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A	D32	7.622.435.793,59	2.552.250.529,95	3,69%	281.267.880,78	278.907.361,84	1.495.562.264,70	6.037.671.219,65	-0,11%
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	D33	1.590.188.524,06	914.285.366,01	3,93%	62.494.409,00	103.047.852,04	430.351.105,92	1.154.513.841,37	4,11%
CPEE - Companhia Paulista de Energia Elétrica	D34	80.112.781,04	46.661.420,85	3,79%	3.036.274,40	5.196.250,24	30.939.651,91	92.457.146,94	-2,20%
CPFL - Piratininga - Companhia Piratininga de Força e Luz	D35	2.542.040.890,40	1.272.526.763,43	3,71%	94.198.502,74	144.471.746,25	559.080.585,10	2.703.722.560,11	-4,45%
CPFL-Paulista - Companhia Paulista de Força e Luz	D36	7.421.488.468,72	3.310.354.023,92	3,76%	279.047.966,42	375.261.301,36	1.541.641.524,81	5.625.195.487,87	4,53%
CSPE - Companhia Sul Paulista de Energia	D37	124.413.759,32	68.672.737,91	3,77%	4.685.976,88	7.627.169,16	37.173.179,34	118.719.862,72	-4,41%
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí	D38	19.073.494,22	12.724.084,24	3,67%	700.178,64	1.215.150,04	11.389.069,24	35.473.984,43	-4,61%
DMEPC - Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	D39	115.958.150,26	79.091.521,74	3,79%	4.394.813,89	8.880.722,68	34.090.372,23	99.799.519,17	9,70%
EBO - Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	D40	121.994.456,07	67.018.211,04	3,91%	4.769.565,22	7.586.639,49	50.798.839,09	153.911.144,94	-1,91%
EDEV - Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	D41	144.188.031,08	62.050.236,87	3,89%	5.615.730,31	6.927.874,68	64.702.272,27	225.349.171,72	0,45%
EEB - Empresa Elétrica Bragantina S.A.	D42	162.832.236,30	84.160.757,30	3,88%	6.317.890,77	9.363.328,36	58.429.732,97	228.470.830,88	2,33%
EFUC - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	D43	1.682.448,10	1.218.185,15	4,14%	69.653,35	129.858,54	1.523.895,12	4.207.326,90	-6,17%
EFLUL - Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	D44	8.143.829,62	5.291.454,21	3,89%	316.550,83	601.109,20	5.369.224,83	17.465.969,33	6,33%
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	D45	4.877.416.023,97	2.080.271.300,41	3,95%	192.698.578,08	226.952.347,50	1.046.500.321,45	3.511.353.614,84	-2,61%
ELETROCAR - Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	D47	25.438.702,55	17.294.151,38	3,78%	961.501,75	1.706.125,48	17.071.671,51	45.566.644,34	-0,26%
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	D48	10.748.786.734,08	4.445.093.056,98	3,82%	410.603.653,24	499.847.620,69	2.080.555.053,08	10.292.536.645,55	-5,60%
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	D49	153.932.599,19	98.898.674,70	3,49%	5.372.247,71	9.326.453,33	44.976.055,93	122.339.290,41	-0,86%
EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	D50	542.926.100,87	218.291.359,71	3,80%	20.631.191,83	22.689.615,07	156.472.246,95	438.512.539,19	1,66%
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	D51	1.945.199.785,90	1.152.639.514,88	3,83%	74.501.151,80	123.920.392,25	487.470.714,85	1.300.532.796,36	-6,93%
ENF - Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	D52	118.923.926,81	69.219.179,13	3,83%	4.554.786,40	7.863.298,75	37.047.336,89	104.559.359,01	-3,10%
EPB - Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	D53	1.332.471.068,56	827.319.009,23	3,83%	51.033.641,93	90.596.421,34	440.459.575,45	996.731.573,52	-4,59%
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	D54	2.758.068.754,61	1.566.360.041,96	3,91%	107.840.488,31	170.444.233,62	639.969.029,62	1.822.436.155,21	1,32%
ESE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	D55	871.109.684,23	497.610.701,17	3,79%	33.015.057,03	54.261.931,61	263.087.843,60	612.620.997,67	4,61%
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda	D56	7.351.845,08	4.433.653,79	4,00%	293.996,36	503.663,07	4.436.240,29	12.495.303,60	-3,94%
HIDROPAN - Hidroelétrica Panambi S/A.	D57	20.615.873,11	19.505.627,46	3,60%	742.171,43	2.215.839,28	9.844.594,02	27.950.450,24	3,79%
IENERGIA - Iguaxú Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	D58	28.368.127,26	13.107.190,64	4,52%	1.282.239,35	1.464.084,23	16.374.859,05	61.228.680,30	1,98%
MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	D61	5.930.334,80	5.656.673,11	4,09%	242.550,69	642.598,06	4.013.691,08	14.055.866,72	1,34%
RGE - Rio Grande Energia S/A.	D62	2.617.335.688,99	1.551.994.107,90	3,55%	92.915.416,96	175.180.073,79	621.274.379,21	2.305.525.517,81	-10,66%
SULGIPE - Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	D63	83.999.084,01	38.326.813,81	3,73%	3.133.165,83	4.269.073,48	31.567.818,97	96.313.024,41	1,69%
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	D64	18.228.811,13	8.858.666,92	3,60%	656.237,20	988.334,27	6.694.244,47	16.028.310,27	7,92%
	54			3,85%					



NOME	CÓDIGO	Nova Quota de Reintegração ORR com a Taxa de Depreciação agregada [63-3,91%]				Impacto no IRT do 3CRTP	Novo IRT	Análise tarifária	Nome do Arquivo de referência - site da ANEEL- APs dos processos tarifários
		Novo CAA	Novo VPB	Novo VPB ajustada					
1	2	37	38	39	40	41	42	43	44
AES-SUL - AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	D01	93.854.035,16	285.007.341,48	572.546.061,58	563.531.220,17	0,05%	4,54%	aumento	PRATA v9 953c Rev3C e Pos3C - AES Sul 2013.xlsm
BANDEIRANTE - Bandeirante Energia S/A.	D04	112.497.036,94	322.038.102,12	657.555.709,53	638.589.731,03	-0,17%	-2,39%	redução	PRATA v9 5 1_BANDEIRANTE_vf_aj_red B.xlsm
CAIUA-D - Caiuá Distribuição de Energia S/A	D06	8.271.550,91	24.333.983,74	79.496.883,28	78.326.115,44	-0,18%	7,38%	redução	PRATA v9 4 Caiua.xlsm
CEAL - ELETROBRÁS Distribuição Alagoas	D08	40.736.384,81	91.295.807,70	312.712.907,10	305.140.310,11	-0,30%	-2,16%	redução	PRATA v9.971 Rev3C e Pos3C_CEAL_14082013.xlsm
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	D10	95.068.283,02	259.511.798,28	572.126.859,30	543.026.536,93	0,03%	2,98%	aumento	PRATA v9 8 2_3CRTP_CEEE.xlsm
CELESC-DIS - Cellesc Distribuição S.A.	D11	165.303.058,00	465.173.409,43	1.049.309.699,16	1.033.818.949,93	0,00%	3,99%	redução	PRATA v9 6 CELESC v5.xlsm
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	D12	126.078.942,54	336.412.099,55	994.604.776,61	982.635.038,52	-0,25%	1,70%	redução	PRATA v9 971 Rev3C_CELG.xlsm
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S/A.	D13	87.678.979,49	261.099.362,24	718.015.561,59	714.679.982,34	-0,42%	8,66%	redução	PRATA v9 8_CELPAHOM_comliminar.xlsm
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	D14	148.124.745,63	437.448.835,98	1.023.932.016,40	1.010.903.796,18	-0,08%	1,52%	redução	PRATA v9 932 Rev3C e Pos3C_CELPE_2013 voto Julho.xlsm
CELTINS - Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	D15	26.124.454,58	64.585.753,39	242.717.123,24	239.654.659,56	0,02%	-6,69%	aumento	PRATA - CELTINS 3CRTP - 2012.xlsm
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	D16	124.063.059,87	384.433.972,34	812.255.915,89	801.654.084,17	-0,06%	-5,00%	redução	PRATA v9.9721 Rev3C e Pos3C (CEMAR-SPARTA).xlsm
CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	D17	102.523.876,13	293.569.751,36	681.591.724,89	673.017.036,90	0,06%	-3,25%	aumento	PRATA v9 9 3CRTP_CEMAT 2013.xlsm
CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A	D18	575.784.491,15	1.309.968.817,99	3.079.396.574,53	2.955.114.791,75	-0,17%	0,30%	redução	PRATA v9 95 CEMIG.xlsm
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	D19	23.141.419,77	52.520.440,66	347.065.076,96	339.618.930,69	-0,16%	-12,75%	redução	3RTP_CEPISA_PRATA v9 97 Rev3C e Pos3C.xlsm
CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste	D22	1.364.166,95	4.341.269,72	20.082.748,93	19.673.069,51	-0,23%	9,89%	redução	PRATA v9 4 CFLO.xlsm
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	D23	1.576.271,13	5.613.178,35	15.948.147,60	15.688.018,79	0,07%	2,65%	aumento	PRATA v9.5.3 CHESP 3CRTP - 2012 - FINAL.xlsm
CIE - Companhia Jaguarí de Energia	D24	2.522.599,84	7.554.566,45	20.973.981,55	20.814.859,34	0,72%	-6,41%	aumento	PRATA 3CRTP CPFL Jaguarí_v9_03122012.xlsm
CLFM - Companhia Luz e Força Mococa	D25	3.087.531,71	9.107.503,04	24.632.949,23	24.416.638,57	-0,46%	7,46%	redução	PRATA v9 8 2_MOCOCA.xlsm
CLFSC - Companhia Luz e Força Santa Cruz	D26	9.303.323,66	25.537.349,27	80.365.331,44	79.102.960,83	-0,03%	4,33%	redução	PRATA v9.9 Santa Cruz.xlsm
CNEE - Companhia Nacional de Energia Elétrica	D27	3.955.094,34	11.925.160,62	43.816.050,84	43.211.204,15	-0,18%	7,27%	redução	PRATA v9 4 - CNEE040512_14H40.xlsm
COCEL - Companhia Campolarguense de Energia	D28	1.856.681,67	5.588.271,84	20.087.621,35	19.757.533,05	-0,13%	0,98%	redução	COCEL PRATA v9.5.4 - 243.xlsm
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	D29	277.295.570,73	791.231.226,42	1.740.648.626,95	1.678.920.473,25	-0,20%	-6,11%	redução	PRATA v9.911 Rev3C e Pos3C_COELBA.xlsm
COELCE - Companhia Energética do Ceará	D30	119.768.807,66	367.249.814,59	863.996.871,12	850.806.630,41	-0,29%	-5,26%	redução	PRATA v9 4_Coelce com liminar.xlsm
COOPERALIANÇA - Cooperativa Aliança	D31	1.921.833,18	6.225.177,87	16.174.453,71	15.940.225,41	0,01%	16,14%	aumento	PRATA v9.971 Rev3C e Pos3C - COOPERALIANÇA - Versão Final.xlsm
COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A	D32	285.811.748,02	649.953.817,44	1.548.898.396,94	1.500.044.294,75	0,07%	-0,04%	aumento	PRATA v9.5.4_Copel_13_6v2.15.05.xlsm
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	D33	59.625.895,72	185.238.902,14	431.354.961,86	427.508.173,81	-0,25%	3,87%	redução	3RTP_COSERN_PRATA v9.911_PropConsolid.xlsm
CPEE - Companhia Paulista de Energia Elétrica	D34	3.003.918,25	10.303.958,75	31.158.887,67	30.907.556,75	-0,03%	-2,23%	redução	PRATA v9 9 CPEE.xlsm
CPFL - Piratininga - Companhia Piratininga de Força e Luz	D35	95.316.663,87	268.799.969,63	575.239.805,42	560.183.092,22	0,04%	-4,40%	aumento	PIRATININGA 2011.xlsm
CPFL-Paulista - Companhia Paulista de Força e Luz	D36	278.277.003,52	736.948.282,83	1.560.404.610,90	1.540.880.208,50	-0,01%	4,52%	redução	PRATA v9 953c Rev3C e Pos3C (CPFL Paulista).xlsm
CSPE - Companhia Sul Paulista de Energia	D37	4.665.032,94	14.940.312,15	38.029.744,80	37.742.767,46	0,48%	-3,93%	aumento	PRATA v9 8 2 3CRTP CSPE FINAL.xlsm
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí	D38	715.181,98	2.441.328,77	12.157.660,00	11.604.193,96	0,61%	-4,00%	aumento	PRATA DEMEI 2013.xlsm
DMPEC - Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	D39	4.347.980,43	15.796.683,08	34.558.667,80	34.044.016,11	-0,05%	9,65%	redução	PRATA - DMED V10.xlsm
EBO - Energia Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	D40	4.574.318,46	15.270.534,98	50.709.794,71	50.603.999,67	-0,13%	-2,04%	redução	PRATA 3CRTP EBO 2013.xlsm
EDEVP - Empresa de Distribuição de Energia Vale Parapanema S/A	D41	5.406.491,35	16.546.544,85	65.393.238,85	64.495.904,50	-0,09%	0,36%	redução	PRATA EDEVP 2012.xlsm
EEB - Empresa Elétrica Bragantina S.A.	D42	6.105.576,66	19.530.388,78	59.142.650,41	58.219.779,60	-0,09%	2,24%	redução	02 Revisão EEB 2012 Última.xlsm
EFLUC - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	D43	36.085,27	277.416,89	1.537.058,05	1.517.410,99	-0,15%	-6,33%	redução	PRATA v9 5 4 - JOÃO CESA 3CRTP - 2012.xlsm
EFLUL - Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	D44	305.361,99	1.187.270,27	5.416.201,58	5.358.155,91	-0,06%	6,27%	redução	EFLUL PRATA v9 4.xlsm
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	D45	182.884.164,25	458.836.805,02	1.050.812.447,58	1.036.816.626,26	-0,28%	-2,89%	redução	ELEKTRO Rev Def 2011 PRATA v9 5.4.xlsm
ELETROCAR - Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	D47	953.852,58	3.650.856,01	17.516.961,33	17.064.095,84	-0,02%	-0,28%	redução	PRATA v9 971 Rev3C e Pos3C - Eletrocar pos AP 2013.xlsm
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	D48	403.037.770,17	1.001.447.743,08	2.130.801.709,40	2.073.066.901,03	-0,07%	-5,68%	redução	PRATA v9 5 4_Eletropaulo_vdj.xlsm
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	D49	5.771.874,82	18.782.477,26	45.752.688,64	45.372.361,07	0,32%	-0,53%	aumento	02 Revisão Última Santa Maria 2012.xlsm
EMG - Energia Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	D50	20.357.620,86	53.837.068,16	157.667.703,21	156.201.220,49	-0,06%	1,59%	redução	PRATA v9.5.3_EMG_29052012.xlsm
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	D51	72.937.439,70	226.114.542,66	506.866.450,07	485.929.615,02	-0,12%	-7,05%	redução	PRATA v9 9 - ENERSUL 2013.xlsm
ENF - Energia Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	D52	4.459.185,53	14.780.880,10	37.315.065,07	36.952.664,49	-0,09%	-3,19%	redução	Simulador - ENF 3CRTP - 2012.xlsm
EPB - Energia Paraíba - Distribuidora de Energia	D53	49.962.491,73	159.874.657,15	447.439.574,50	439.407.653,31	-0,11%	-4,70%	redução	PRATA v9 97 Rev3C e Pos3C - EPB 2013.xlsm
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	D54	103.416.870,05	307.677.355,60	648.049.167,34	635.589.243,89	-0,24%	1,08%	redução	PRATA v9 971 Rev3C e Pos3C - ESCELSA linkada.xlsm
ESE - Energia Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	D55	32.663.231,06	100.767.856,86	267.033.900,95	262.741.672,78	-0,06%	4,56%	redução	PRATA v9 971 Rev3C e Pos3C - ESE (2).xlsm
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda	D56	275.665,65	1.140.832,01	4.691.105,53	4.462.218,48	0,21%	-3,73%	aumento	PRATA v9.5.2_FORCEL.xlsm
HIDROPAN - Hidroelétrica Panambi S/A.	D57	773.015,20	3.710.635,62	10.015.579,17	9.875.004,88	0,11%	3,90%	redução	PRATA HIDROPAN CUST.xlsm
IENERGIA - Iguaçú Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	D58	1.063.694,63	3.691.396,66	16.402.976,31	16.159.557,52	-0,35%	1,63%	redução	PRATA v9 8 IENERGIA.xlsm
MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	D61	222.364,53	1.134.963,49	4.239.280,56	3.993.720,47	-0,14%	1,20%	redução	PRATA - MUX ENERGIA - 3CRTP - 2013.xlsm
RGE - Rio Grande Energia S/A.	D62	98.139.926,48	305.362.528,75	634.511.546,10	626.432.365,50	0,22%	-10,44%	redução	PRATA RGE e Pos3C Final.xlsm
SULGIPE - Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	D63	3.149.639,52	11.002.860,15	42.247.258,84	41.584.034,05	0,02%	1,71%	redução	PRATA v9.5.4_Sulgipe_2012_semAraua.xlsm
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	D64	683.509,64	2.440.949,45	6.774.333,41	6.721.303,42	0,17%	8,09%	redução	PRATA 06032013 UHENPAL.xlsm

Capítulo 4 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este trabalho apresenta o estudo da aplicação do cálculo das taxas de depreciação de ativos na modelagem econométrica de definição da base de remuneração regulatória hoje adotada no setor elétrico brasileiro, avaliando se a forma como se aplica as taxas de depreciação atualmente no cálculo tarifário se adequa ao propósito do atingimento e garantia do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica.

O estudo apresentado examinou se é possível cancelar o método ora empregado ou se é possível propor uma evolução conceitual na forma de cálculo dessas taxas de depreciação, basicamente analisando o emprego individualizado por tipo de ativo investido ou agregado por um conjunto de bens e instalações.

Portanto, das análises apresentadas no estudo, é sugerida a adoção pelo Órgão Regulador brasileiro, a ANEEL, de uma taxa de depreciação simplificada para efeito de cálculos tarifários, com impactos diretos apenas na Quota de Reintegração Regulatória, e na componente CAA da Parcela B, observando: i) a adoção de uma agregação por tipo de instalações ou, preferencialmente, ii) uma agregação por caracterização da representatividade dos bens, conforme apresentado no Capítulo 3. Ressalta-se que recentemente, com a publicação da metodologia tarifária simplificada estabelecida para as permissionárias de distribuição de energia, a ANEEL já sinalizou disposição em adotar uma taxa de depreciação única nesses casos, o que foi debatido em audiência pública e acatado pelos agentes e pela sociedade em geral.

Para tal, faz-se necessário que a ANEEL consiga garantir:

1) a confiabilidade dos dados enviados pelos agentes regulados, especialmente no que tange à codificação correta dos ativos conforme preconiza o MCPSE;

2) a utilização de uma ferramenta de tratamentos estatísticos que seja capaz de tratar milhões de registros;

3) uma fiscalização mais simples, direta e constante das informações registradas nos controles patrimoniais e contábeis das empresas de distribuição de energia no Brasil;

4) a revisão periódica das taxas de depreciação individualizada de cada bem ou instalação concedida, face às constantes alterações tecnológicas e inovações de materiais que vem ocorrendo ao longo da última década, em especial nos sistemas de comunicação, medição, controle e automação de subestações, linhas e redes de distribuição de energia; e

5) a estabilidade do processo de revisão tarifária, com uma maior presvivibilidade e reprodutibilidade dos cálculos por parte dos consumidores de energia, vítimas de um abismo assimétrico das informações.

Retomando às questões iniciais levantadas no capítulo 1, pode-se concluir que de fato toda superestimação da depreciação conduzirá a preços mais elevados para os consumidores e a maiores valores adicionados para os acionistas, dada a antecipação do seu fluxo de caixa. O contrário poderá produzir preços inadequados ao equilíbrio econômico-financeiro da prestação do serviço.

Lançar mão de técnicas estatísticas e de controle eletrônico do patrimônio outorgado no setor elétrico parece ser a medida mais prudente a evitar quaisquer distorções ao se adotar taxas de depreciação regulatórias no cálculo tarifário.

Uma vez de posse de todas as informações auditadas, com padrão alto de confiabilidade, o órgão regulador é capaz de usar a técnica de agregação dos tipos de instalação ou estudar apenas tipos de unidades de cadastro representativas do universo outorgado, de forma que definir assertivamente a recuperação do capital e do tempo em que o capital investido deverá ser retornado aos investidores será tarefa simples.

Da análise da base de dados, conclui-se que a densidade de probabilidade das taxas de depreciação de cada tipo de unidade de cadastro apresenta assimetria na curva de distribuição, sendo desejável que, ao se tratar estatisticamente a informação, sejam adotadas medianas como medidas de tendência central, por serem mais resistentes que as médias e não serem tão afetadas por valores extremos, tampouco pela arbitrariedade

dos critérios de expurgos. Contudo, ao se definir valores regulatórios, é prudente que o poder discricionário do ente regulador seja resguardado e a convenção seja sustentável.

Do ponto de vista acadêmico e científico, o trabalho oferece mais uma aplicação das conclusões de JURAN, J.A. e seus entendimentos sobre a “*Lei de Pareto*” ou “*Regra 80-20*” (JURAN, 1992), além de instigar melhores investigações em outras áreas, por exemplo, a tributária, acerca do temas vida úteis de bens e instalações do setor elétrico e taxas de depreciação de instalações outorgadas. Usar bases de dados de controle patrimonial codificadas, capazes de serem interligadas com coordenadas georreferenciadas oferece à comunidade científica um avanço nunca antes visto no setor elétrico brasileiro, seja para o tratamento de controle patrimonial, seja para o planejamento de expansão, seja para a organização da manutenção, seja para a definição de critérios de reversão desses ativos e valoração de uma indenização pelo investimento realizado pelo agente outorgado durante o período da concessão.

Por fim, conclui-se que o resultado comparado dos cálculos indica que o método adotado hoje pelo órgão regulador é correto, mas frágil, dependente das informações pouco confiáveis dos agentes regulados. Todavia, aplicando-se a metodologia matemática de simplificação do controle das depreciações por grupos de instalações ou por representatividade dos TUC, pode-se encontrar resultados praticamente iguais no impacto tarifário, entretanto, melhores por terem mais consistência, o que torna mais justo o efeito da depreciação na definição das tarifas de energia elétrica no Brasil e, principalmente, mais compreensível pelos consumidores.

Como defendido, desde 1970, por T. E. Norris (NORRIS, Março/1970): “(...) *Vários métodos de depreciação estão no uso principalmente por razões de conveniência ou de simplicidade, (...). O ponto importante, entretanto, é que somente é certo assumir depreciação total do ativo enquanto a depreciação for alocada sobre a vida útil do recurso de maneira arbitrária, ou no melhor dos casos, como uma questão de opinião.(...) Enquanto todos os métodos de depreciação derem resultados semelhantes, quando o estudo considera a cobertura de toda a vida útil dos bens sob avaliação, o método mais adequado pode ser escolhido por níveis de conveniência (...)*”.

Tem-se como desafio, portanto, para as próximas etapas de revisão tarifárias do setor de distribuição de energia no Brasil o estabelecimento, a convenção, de uma taxa

única de depreciação aplicável aos próximos anos que seja capaz de garantir adequada remuneração da base de ativos em serviço, e uma confiável reposição daqueles que exaurirem sua vida útil, sem prejuízo da qualidade do serviço prestado ao consumidor final de energia. Não é desejável que essa taxa apenas demonstre qual a vida útil média dos ativos em serviço observada no passado, ou o exigido na data mais recente, mas sim que ela seja capaz de estimar a expectativa de vida desses ativos considerando as inovações tecnológicas que ainda estarão por vir na atividade de distribuição de energia elétrica, considerando a percepção de outras fontes: fabricantes, organismos internacionais, produção científica e acadêmica.

As melhorias necessárias e possíveis de implementação ensejam mudanças de abordagem sempre debatidas com a sociedade de forma transparente, evitando decisões monocráticas e bruscas. Como tem sido nos últimos anos de regulação no Brasil, é desejável que as alterações venham precedidas de audiências ou consultas públicas, bem como por Análises de Impacto Regulatório, proporcionando a participação da sociedade na decisão, a previsibilidade e a reprodutibilidade das análises, a confiança aos agentes envolvidos e, sobretudo, a sustentabilidade das outorgas de prestação do serviço de distribuição de energia e o valor justo da tarifa paga pelo consumidor final.

Capítulo 5 – BIBLIOGRAFIA, APÊNDICES E ANEXOS**5.1 Referências bibliográficas**

- ABNT, A. B. D. N. T.-. **NBR 14653: 2001 - Avaliação de bens - Procedimentos Gerais**. [S.l.]: [s.n.], 2001.
- ACENDE BRASIL, I. Caderno 01. **CADERNOS DE POLÍTICA TARIFÁRIA**, Brasília, outubro 2007. 10.
- ANEEL, A. N. D. E. E.-. **Nota Técnica nº 625/2008-SFF/ANEEL**. Brasília: [s.n.], 2008.
- ANEEL, A. N. D. E. E.-. **MCPSE - Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico**. Revisão 1. ed. Brasília: ANEEL, 2009.
- ANEEL, A. N. D. E. E.-. **MCRSE - Manual de Contabilidade Regulatória do Setor Elétrico**, Setembro 2009.
- ANEEL, A. N. D. E. E.-. **Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de junho de 2009**. [S.l.]: [s.n.], 2009.
- ANEEL, A. N. D. E. E.-. **Nota Técnica nº 368/2010-SRE/ANEEL**. Brasília: [s.n.], 2010.
- ANEEL, A. N. D. E. E.-. **Resolução Normativa nº 474/2012, de 02 de fevereiro de 2012**. [S.l.]: [s.n.], 2012.
- ANEEL, A. N. D. E. E.-. **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)**. ANEEL, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702&idPerfil=2>>. Acesso em: 20/05/2013 maio 2013.
- ANEEL, A. N. D. E. E.-. **Resolução Normativa ANEEL nº 544/2013, publicada em 11/4/2013**. [S.l.]: [s.n.], 2013.
- BRASIL. **Decreto-lei nº 3.128, de 19 de março de 1941**. [S.l.]: [s.n.], 1941.
- BRASIL. **Decreto-Lei 9.295, de 27 de maio de 1946**. [S.l.]: [s.n.], 1946.
- BRASIL. **Decreto nº 41019/57**. [S.l.]: [s.n.], 1957.
- BRASIL. **Decreto nº 54.937/64**. [S.l.]: [s.n.], 1964.
- BRASIL. **Decreto nº 54.937, de 4 de novembro de 1964**. [S.l.]: [s.n.], 1964.
- BRASIL. **Lei federal nº 6.404, de 1976 (Lei das Sociedades Anônimas)**. [S.l.]: [s.n.], 1976.
- BRASIL. **Lei Federal nº 6385/1976**. [S.l.]: [s.n.], 1976.
- BRASIL. **Lei Federal nº 6404/1976 - Lei das Sociedades Anônimas, de 15 de dezembro de 1976**. [S.l.]: [s.n.], 1976.
- BRASIL. **Decreto-Lei nº 1598/77**. [S.l.]: [s.n.], 1977.
- BRASIL. **Decreto 2.335, de 06 de outubro de 1997**. [S.l.]: [s.n.], 1997.
- BRASIL. **Lei Federal nº 11.638 de 28 de dezembro de 2007**. [S.l.]: [s.n.], 2007.
- BRASIL. **Lei Federal nº 11.638/07**. Brasília - DF: [s.n.], 2007.
- BRITISH RAIL REGULATOR, O. O. T. **Railtrack's Access Charges for Franchised Passenger Services: The Future Level of Charges; Policy Statement**. Londres: [s.n.], 1995.
- BUSSAB, W. O.; MORRETIN, P. A. Capítulos 3 e 10. In: _____ **Estatística Básica**. 5ª edição. ed. São Paulo: Editora Saraiva, 2002.
- CAMPBELL, J. D.; JARDINE, A. K. S.; MCGLYNN, J. **Asset Management Excellence: Optimizing Equipment Life-Cycle Decisions** (Dekker Mechanical Engineering). 2a. edição. ed. [S.l.]: CRC Press, 2010.

- COELHO, J. S. **Voto do Diretor-relator constante dos autos do Processo n.º 48500.004908/2010-68**. ANEEL. Brasília. 2012.
- CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE - CFC. **Resolução CFC n.º 847/99**. [S.l.]: [s.n.], 1999.
- CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE - CFC. **Resolução CFC N.º 1.136/08**. [S.l.]: [s.n.], 2008.
- CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE - CFC. **Resolução CFC N.º 1.282/10**. [S.l.]: [s.n.], 2010.
- CPC, C. D. P. C.-. CPC 01. In: _____ **Redução ao Valor Recuperável de Ativos**. [S.l.]: [s.n.], 2007.
- CPC, C. D. P. C.-. [S.l.]: [s.n.], 2008a. p. 16, 18.
- CPC, C. D. P. C.-. CPC 27. [S.l.]: [s.n.], 2009b. p. 4;10.
- CPC, C. D. P. C.-. CPC 27. [S.l.]: [s.n.], 2009b. p. 3.
- CPC, C. D. P. C.-. CPC 27. [S.l.]: [s.n.], 2009b. p. 3, 4, 10, 13.
- D'ÁURIA, F. **Primeiros Princípios de Contabilidade Pura**. São Paulo: [s.n.], 1948.
- DOUPNIK, T. **The History of Accounting: An International Encyclopedia**. New York: Garland, 1996.
- ENA, E. N. A.-. "Handbook for Optimised Deprival Valuation of System Fixed Assets of Electricity Lines Businesses, Wellington, Nova Zelândia, dezembro 2010.
- HASTINGS, N. A. J. **Physical Asset Management**. 2a. edição. ed. [S.l.]: Springer, 2010.
- HENDERSON, S.; PEIRSON, G. **Issues in Financial Accounting**. 14a. Edição. ed. Australia: Pearson Education, 2010.
- ICA, I. C. A. Melhores práticas de gerenciamento de ativos no setor elétrico da América Latina. **http://procobre.org/pt/quem-somos/ica-no-mundo/**, 2011. Disponível em: <<http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&ved=0CCcQFjAA&url=http%3A%2F%2Fprocobre.org%2Fpt%2Fwp-content%2Fplugins%2Fdownload-monitor%2Fdownload.php%3Fid%3D631&ei=fPKdUsejNLOrsATij4HYAQ&usg=AFQjCNG7fS6xKyK2RPNJnXflRWXrqc6JRw&bvm=>>>. Acesso em: 20 maio 2013.
- INDIAN COMMISSION, C. E. R. Terms and Conditions of Tariff, Nova Deli, India, 2003.
- INTERNATIONAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD - IASB. **International Accounting Standard (IAS) 16**. Londres: IASB, 2012.
- INTERNET, I. N. www.ibracon.com.br. **IBRACON na Internet**. Disponível em: <<http://www.ibracon.com.br/ibracon/Portugues/detInstitucional.php?cod=1>>. Acesso em: 29 maio 2013.
- IUDÍCIBUS, S. D. In: _____ **Teoria da contabilidade - 6a.edição**. São Paulo: Atlas, , 2000. p. 129.
- JURAN, J. A. Apêndice ao Capítulo 3. In: _____ **Qualidade desde o Projeto. Novos Passos para o Planejamento da Qualidade de Produtos e Serviços**. São Paulo: Editora Pioneira, 1992. p. 69-71.
- KELMAN, J. Revisão tarifária e o interesse do consumidor. **Jornal Valor Econômico**, n. Edição n.º 1211, 02 março 2005.
- MCCLAVE, J. T.; BENSON, P. G.; SINCICH, T. In: _____ **Estatística para Administração e Economia**. 10a. edição. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009. p. 57.
- MINAKAWA, T.; TADA, Y.; WU, G. Concept and Requirements of Asset Management System for Competitive Electric Utility Under Deregulation. **IEEE**, 2008.

- MME, M. D. M. E. E. –. **Portaria nº 768, de 11 de novembro de 1968**. [S.l.]: [s.n.], 1968.
- NORRIS, T. E. Economic comparisons in planning for electricity supply, Volume 117, Issue 3. In: _____ **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**. Reino Unido: The Institution of Engineering and Technology, Março/1970. p. 593–605.
- OFGEM. RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas, dezembro 2012.
- OFWAT, W. I. C. F. S. Section 5.1.1: Current cost depreciation. In: _____ **Future water and sewerage charges 2010-15: final determination**. Scotland: [s.n.], 2010. Cap. Chapter 5, p. 115.
- PARETO, V. F. D. **Cours d'Économie Politique**. Lousanne: F. Rouge, v. 2 vols, 1896.
- RIC, R. I. C.-. Approaches to determining regulatory depreciation allowances, Trinidad&Tobago, maio 2005.
- SCHMIDT, P. **História do Pensamento Contábil**. [S.l.]: Bookman, 2000.
- SCHMIDT, P.; SANTOS, J. L. D. **Avaliação de ativos intangíveis - 1a. edição**. São Paulo: Atlas, 2002.
- SRF, S. D. R. F. D. B.-. **Instrução Normativa – IN/SRF n ° 2, de 1969**. [S.l.]: [s.n.], 1969.
- SRF, S. D. R. R. D. B. **Instrução Normativa – IN/SRF n ° 4, de 1985**. [S.l.]: [s.n.], 1985.

5.2 Leituras Complementares

ABRADEE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, **Documento Técnico ABRADEE-19.17 - Metodologia para Custos Modulares de Distribuição**, Dezembro/1993.

ABREU, A. **A Depreciação e Revisão de vida útil x Parecer Normativo RFB Nº 01/2011 - Breve discussão e pontos para ponderação: Texto comentando o Parecer Normativo da RFB nº 01/2011 sobre os procedimentos adequados quanto a depreciação no âmbito contábil e tributário.**

ANATEL, Brasil. **Audiência Pública nº 052/2010: Proposta de Regulamento de Acompanhamento e Controle de Bens, Direitos e Serviços Vinculados à Concessão, em substituição ao Regulamento de Controle de Bens Reversíveis, aprovado pela Resolução nº 447, de out/2006.** Disponível em: <http://sistemas.anatel.gov.br/SACP/Contribuicoes/BuscaConsultaNovo.asp>

CAMPBELL, J.D., JARDINE A.K.S., MCGLYNN J.; 2010: **Asset Management Excellence: Optimizing Equipment Life-Cycle Decisions**, Second Edition (Dekker Mechanical Engineering)

CERCIND, India, abril/2000, “A discussion paper on Indian Depreciation Norms”, by ICRA, disponível em <http://cercind.gov.in/discussion1.pdf>, acesso em 21/01/2013.

COX, D. R. & OAKES, D., 1984. **Analysis of Survival Data**. London: Chapman&Hall.

COX, D. R., 1972. **Regression models and life tables (with discussion)**. Journal of the Royal Statistical Society: Series B, 34:187-220.

CROWLEY, J. & BRESLOW, N., 1994. **Statistical analysis of survival data**. Annual Review of Public Health, 5:385-411.

CRUZ PAIVA, M.J; LACERDA NETO, P.; **Os princípios fundamentais da contabilidade e a contabilidade governamental: uma análise à luz do princípio da prudência**. Brasília, Monografia apresentada no Programa de Pósgraduação em Ciências Contábeis da Universidade de Brasília (UnB), em convênio com o Tribunal de Contas da União (TCU), págs. 40-45.

EDERER, F.; AXTELL, L. M. & CUTLER, S. J., 1961. **The relative survival rate: A statistical methodology**. Journal of the National Cancer Institute, 6:101-121.

EL HAGE, F., FERRAZ, L. P. C., DELGADO, M. A. P., **A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica – Teoria e Aplicação**, Synergia Editora, 2011.

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

HENDRIKSEN, Eldon S.; van BREDA, Milchel F.. **Teoria da Contabilidade**. 5 ed. São Paulo: Atlas, 1999.

IFRSBrasil. **Taxas de depreciação: vida útil econômica ou vida útil?**, disponível em <http://ifrsbrasil.com/ativos/ativo-imobilizado/depreciacao>, acesso em 21/01/2013

INSTITUTO ACENDE BRASIL, **White Paper 3, Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos**, Janeiro/2011.

INSTITUTO ACENDE BRASIL, **White Paper 4, Uma Avaliação da Rentabilidade do Setor Elétrico**, Fevereiro/2011.

KAPLAN, E. L. & MEIER, P., 1958. **Non parametric estimation from incomplete observation**. Journal of the American Statistics Association, 53:457-481.

KLEINBAUM, D. G., 1995. **Survival Analysis: A Self- Learning Text**. New York: Springer.

LLOYD C., 2010: **Asset Management: Whole Life Management**

RUFINO, Cláudio. **Depreciação: algumas considerações. Que tratamento deve ser dado às diferenças de depreciação do setor de energia elétrica?**, disponível em <http://professorclaudiorufino.blogspot.com.br/2011/01/depreciacao-algumas-consideracoes.html>, acesso em 21/01/2013

5.3 Apêndices

Tabela 5-1 – Resultados do cálculo de $\delta 1$ (Todos os TUC)

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
TUC	A1	2.599.267	100%	4,53%	4,38%	
190	01	1.832	0,0705%	2,83%	2,70%	7,78
	02	924.565	35,5702%	3,74%	3,57%	10,05
255	01	793.979	30,5463%	3,76%	3,57%	9,83
	02	5.822	0,2240%	2,72%	2,70%	3,76
	12	1	0,0000%	0,00%	0,00%	0
295	01	81.038	3,1177%	4,05%	4,00%	11,04
	11	144.343	5,5532%	7,73%	7,70%	7,62
	16	857	0,0330%	4,91%	4,00%	33,11
	18	137	0,0053%	8,00%	8,00%	0
565	01	288.320	11,0924%	4,20%	4,00%	9,6
	02	318	0,0122%	4,00%	4,00%	3,1
	03	1.545	0,0594%	3,72%	3,70%	1,88
	04	35	0,0013%	5,00%	5,00%	0
570	01	2.636	0,1014%	2,90%	2,86%	4,65
	02	69	0,0027%	2,86%	2,86%	3,34
125	01	244	0,0094%	5,11%	5,00%	9,07
	02	2.182	0,0839%	5,79%	6,70%	42,86
160	01	56.067	2,1570%	6,55%	6,70%	13,59
	02	534	0,0205%	3,52%	3,33%	28,07
	03	10.300	0,3963%	6,67%	6,67%	10,26
	04	720	0,0277%	6,74%	6,67%	1,99
	06	26	0,0010%	5,56%	6,70%	30,73
	10	1.416	0,0545%	6,86%	7,00%	3,04
	12	482	0,0185%	6,55%	6,67%	13,91
	15	170	0,0065%	6,69%	6,67%	4,43

210	01	1.731	0,0666%	3,02%	3,03%	1,80
	02	1.234	0,0475%	3,05%	3,03%	5,66
290	01	8.332	0,3206%	4,84%	4,55%	19,26
310	01	10.471	0,4028%	4,14%	4,17%	2,95
325	01	46	0,0018%	3,48%	3,50%	2,58
330	01	123	0,0047%	2,90%	3,00%	3,63
	02	25	0,0010%	2,80%	2,80%	0,00
340	01	5.737	0,2207%	4,17%	4,35%	7,43
345	01	13.877	0,5339%	4,00%	4,00%	2,62
540	01	166	0,0064%	2,50%	2,50%	0,00
545	01	53	0,0020%	3,97%	4,00%	4,06
560	01	12	0,0005%	3,32%	3,33%	0,40
575	01	10.077	0,3877%	3,90%	4,00%	13,68
	02	8.048	0,3096%	4,04%	4,35%	11,67
	11	162	0,0062%	3,36%	3,33%	9,12
	12	48	0,0018%	4,29%	4,40%	7,70
	13	1	0,0000%	0,00%	0,00%	0,00
	20	1.472	0,0566%	4,38%	4,40%	2,07
580	01	498	0,0192%	3,22%	3,30%	8,72
100	01	4	0,0002%	0,00%	0,00%	0
130	02	1	0,0000%	6,67%	6,67%	,
135	01	1220	0,0469%	2,61%	2,50%	8,34
	02	1690	0,0650%	2,79%	2,70%	12,05
145	01	131	0,0050%	3,29%	3,30%	1,97
	02	20	0,0008%	,	,	,
180	01	2354	0,0906%	4,00%	4,00%	0,83
	02	755	0,0290%	3,99%	4,00%	1,75
185	01	1	0,0000%	3,10%	3,10%	,
205	01	4	0,0002%	0,00%	0,00%	,
	03	12	0,0005%	0,00%	0,00%	,
	05	1383	0,0532%	0,00%	0,00%	,
	09	6	0,0002%	0,00%	0,00%	,
215	01	156	0,0060%	2,26%	2,00%	22,48
	09	895	0,0344%	3,31%	3,33%	7,59

220	01	14	0,0005%	4,00%	4,00%	0
230	01	16646	0,6404%	6,90%	6,25%	33,76
	05	1863	0,0717%	6,40%	6,25%	12,49
	10	11573	0,4452%	6,35%	6,25%	13,32
	15	3175	0,1221%	6,40%	6,25%	15,22
	18	734	0,0282%	7,06%	6,25%	23,27
	20	118	0,0045%	10,07%	6,25%	60,47
	25	1382	0,0532%	6,48%	6,25%	15,36
	30	186	0,0072%	6,65%	6,25%	17,6
	90	6170	0,2374%	6,38%	6,25%	14,65
235	01	22399	0,8617%	16,10%	16,67%	13,3
	90	29	0,0011%	6,00%	6,00%	0
250	01	49	0,0019%	4,00%	4,00%	0
265	01	10056	0,3869%	3,08%	3,13%	3,06
	02	6363	0,2448%	3,03%	3,10%	5,88
270	01	114	0,0044%	6,54%	6,67%	9,89
275	01	38	0,0015%	3,33%	3,33%	0,21
285	01	5	0,0002%	3,26%	3,30%	2,61
300	01	25	0,0010%	6,67%	6,67%	0
305	01	10758	0,4139%	3,80%	3,57%	18,86
	02	27	0,0010%	3,98%	4,00%	2,3
	03	2723	0,1048%	3,68%	3,60%	7,97
315	01	4	0,0002%	3,32%	3,33%	0,45
	02	3	0,0001%	3,32%	3,33%	0,52
	10	1	0,0000%	3,30%	3,30%	,
350	25	2	0,0001%	2,00%	2,00%	0
	40	4	0,0002%	2,00%	2,00%	0
355	01	7	0,0003%	3,33%	3,33%	0,34
360	01	69	0,0027%	3,95%	4,00%	4,7
375	01	3320	0,1277%	5,94%	6,00%	2,08
395	01	28	0,0011%	3,00%	3,00%	,
	05	1203	0,0463%	3,00%	3,00%	2,3
	10	15	0,0006%	3,02%	3,02%	0,57
	15	706	0,0272%	3,45%	3,03%	23,91
	20	3862	0,1486%	3,58%	3,03%	25,05
400	01	1401	0,0539%	3,99%	4,00%	1,75
405	01	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
410	01	134	0,0052%	5,00%	5,00%	0
415	01	206	0,0079%	6,78%	6,70%	2,35
430	01	50	0,0019%	6,00%	6,00%	0
	02	8	0,0003%	6,00%	6,00%	0
445	01	427	0,0164%	3,97%	4,00%	3,71
450	01	163	0,0063%	3,91%	4,00%	6,15
455	01	11	0,0004%	4,00%	4,00%	0

	02	5	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	03	489	0,0188%	4,34%	4,00%	18,67
460	01	1075	0,0414%	4,01%	4,00%	6,68
465	01	12	0,0005%	3,32%	2,86%	17,75
	02	7	0,0003%	4,00%	4,00%	0
480	01	337	0,0130%	3,99%	4,00%	2,47
485	01	444	0,0171%	6,28%	6,67%	18,58
	02	43	0,0017%	6,75%	6,70%	1,84
	03	1800	0,0693%	6,44%	6,67%	15,44
	04	3743	0,1440%	6,64%	6,70%	9,41
	05	846	0,0325%	6,47%	6,70%	14,41
	06	206	0,0079%	6,60%	6,67%	9,64
495	01	347	0,0133%	6,70%	6,67%	5,65
	02	1154	0,0444%	6,83%	6,70%	3,73
	03	1329	0,0511%	6,76%	6,67%	3,95
	04	1021	0,0393%	6,84%	7,00%	3,08
	05	509	0,0196%	6,79%	6,70%	2,2
515	01	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
520	01	467	0,0180%	3,99%	4,00%	2,52
535	01	2294	0,0883%	19,99%	20,00%	2,16
	02	4769	0,1835%	20,00%	20,00%	0
550	01	1	0,0000%	,	,	,
555	01	250	0,0096%	0,00%	0,00%	,
	09	116	0,0045%	0,00%	0,00%	,
595	02	7	0,0003%	2,50%	2,50%	0
605	01	31579	1,2149%	4,00%	4,00%	0,85
	10	24441	0,9403%	10,00%	10,00%	0
	15	19795	0,7616%	20,00%	20,00%	0
610	05	484	0,0186%	3,26%	3,33%	7,06
	10	6	0,0002%	3,00%	3,00%	0
	15	138	0,0053%	3,27%	3,33%	5,56
	20	2	0,0001%	3,30%	3,30%	0
	30	255	0,0098%	3,08%	3,00%	5,42
	35	136	0,0052%	3,28%	3,30%	8,75
	40	747	0,0287%	3,24%	3,30%	8,52
	42	225	0,0087%	3,33%	3,33%	6,47
	45	129	0,0050%	3,50%	3,33%	11,08
65	53	0,0020%	3,31%	3,33%	10,83	
615	01	1595	0,0614%	14,64%	14,29%	10,5
	02	3954	0,1521%	14,57%	14,29%	9,72

DISTRIBUIÇÃO Todas TUC	mediana	3,99%	4,00%
		média	4,81%

Tabela 5-2 – Resultados do cálculo de δ_2 (TUC.TI)

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
TI	TUC	2.599.267				
	125	2	0,0001%	6,67%	6,67%	0
	135	5	0,0002%	2,62%	2,70%	4,18
	160	88	0,0034%	4,92%	3,33%	34,07
	180	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	190	1201	0,0462%	3,57%	3,57%	0,7
	210	12	0,0005%	3,03%	3,03%	0
	215	9	0,0003%	3,18%	3,33%	13,93
	230	97	0,0037%	6,25%	6,25%	0
	235	54	0,0021%	16,67%	16,67%	0
	250	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	255	916	0,0352%	3,57%	3,57%	1,14
	265	45	0,0017%	3,13%	3,13%	0
	295	1381	0,0531%	5,00%	4,00%	32,81
	305	7	0,0003%	4,16%	3,57%	37,45
	310	26	0,0010%	4,17%	4,17%	0
	345	9	0,0003%	4,00%	4,00%	0
	350	3	0,0001%	2,00%	2,00%	0
	375	6	0,0002%	5,88%	5,88%	0
	395	4	0,0002%	3,03%	3,03%	0
	400	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	445	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	450	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	455	15	0,0006%	4,00%	4,00%	0
	460	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	485	25	0,0010%	6,67%	6,67%	0
	495	63	0,0024%	6,67%	6,67%	0
	520	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	535	2	0,0001%	20,00%	20,00%	0
	555	1	0,0000%	,	,	,
	565	223	0,0086%	4,00%	4,00%	0
	570	3	0,0001%	2,86%	2,86%	0
	575	57	0,0022%	3,72%	3,33%	13,45
	580	2	0,0001%	3,67%	3,67%	12,93
	610	7	0,0003%	3,33%	3,33%	0
	615	9	0,0003%	14,29%	14,29%	0
0	100	2	0,0001%	,	,	,
	125	250	0,0096%	6,44%	6,67%	16,5
	135	298	0,0115%	2,50%	2,50%	0



		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
160	11640	0,4478%	6,69%	6,70%	10,52	
180	69	0,0027%	,	,	,	
190	88051	3,3875%	3,75%	3,57%	12,95	
205	359	0,0138%	0,00%	0,00%	,	
210	149	0,0057%	3,03%	3,03%	0	
215	71	0,0027%	3,33%	3,33%	0	
220	2	0,0001%	,	,	,	
230	5128	0,1973%	6,45%	6,25%	12,91	
235	2913	0,1121%	15,74%	16,67%	15,19	
250	4	0,0002%	,	,	,	
255	87136	3,3523%	3,85%	3,57%	15,55	
265	3408	0,1311%	3,16%	3,13%	10,78	
275	3	0,0001%	,	,	,	
290	51	0,0020%	4,55%	4,55%	0	
295	30866	1,1875%	6,44%	7,69%	27,14	
300	3	0,0001%	,	,	,	
305	684	0,0263%	3,57%	3,57%	0	
310	2604	0,1002%	4,19%	4,17%	1,79	
330	17	0,0007%	,	,	,	
340	417	0,0160%	4,35%	4,35%	0	
345	605	0,0233%	4,00%	4,00%	0,87	
360	3	0,0001%	,	,	,	
375	249	0,0096%	5,88%	5,88%	0	
395	3607	0,1388%	3,03%	3,03%	0	
400	3	0,0001%	,	,	,	
410	16	0,0006%	,	,	,	
415	3	0,0001%	6,70%	6,70%	,	
430	4	0,0002%	,	,	,	
445	72	0,0028%	4,00%	4,00%	0	
455	4	0,0002%	,	,	,	
460	266	0,0102%	4,00%	4,00%	0	
465	2	0,0001%	,	,	,	
480	5	0,0002%	,	,	,	
485	361	0,0139%	7,36%	7,50%	20,48	
495	486	0,0187%	6,68%	6,67%	1,05	
520	3	0,0001%	4,00%	4,00%	,	
535	107	0,0041%	20,00%	20,00%	0	
550	1	0,0000%	,	,	,	
555	130	0,0050%	0,00%	0,00%	,	
560	1	0,0000%	,	,	,	
565	54075	2,0804%	4,22%	4,00%	9,82	
570	161	0,0062%	2,72%	2,86%	7,26	

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	575	1099	0,0423%	3,76%	3,33%	16,06
	580	61	0,0023%	,	,	,
	605	192	0,0074%	,	,	,
	610	152	0,0058%	3,67%	3,67%	10,01
	615	433	0,0167%	14,95%	14,29%	12,29
1	265	1	0,0000%	2,50%	2,50%	,
10	185	1	0,0000%	3,10%	3,10%	,
	230	39	0,0015%	9,72%	10,00%	10,28
	275	2	0,0001%	3,30%	3,30%	0
	305	5	0,0002%	3,36%	3,60%	9,78
	350	3	0,0001%	2,00%	2,00%	0
	595	1	0,0000%	2,50%	2,50%	,
	610	1	0,0000%	3,30%	3,30%	,
	615	4	0,0002%	20,00%	20,00%	0
11	135	1	0,0000%	3,57%	3,57%	,
	275	33	0,0013%	3,33%	3,33%	0
	300	18	0,0007%	6,67%	6,67%	0
	515	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	565	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	610	1	0,0000%	3,33%	3,33%	,
14	300	4	0,0002%	6,67%	6,67%	0
17	215	1	0,0000%	2,00%	2,00%	,
	265	5	0,0002%	3,00%	3,00%	0
	305	4	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	375	1	0,0000%	6,00%	6,00%	,
	395	1	0,0000%	3,00%	3,00%	,
	605	4	0,0002%	13,50%	15,00%	58,48
	610	1	0,0000%	3,00%	3,00%	,
20	135	7	0,0003%	2,50%	2,50%	0
	160	24	0,0009%	6,67%	6,67%	0
	180	1	0,0000%	,	,	,
	210	1	0,0000%	,	,	,
	255	2	0,0001%	,	,	,
	265	6	0,0002%	3,13%	3,13%	,
	340	8	0,0003%	4,35%	4,35%	0
	395	1	0,0000%	,	,	,
	400	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	570	2	0,0001%	2,86%	2,86%	0
	575	23	0,0009%	3,53%	3,33%	11,95
21	135	9	0,0003%	2,50%	2,50%	0
	160	33	0,0013%	6,37%	6,67%	15,32
	180	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,



		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	210	6	0,0002%	3,03%	3,03%	0
	215	1	0,0000%	3,33%	3,33%	,
	255	1	0,0000%	3,13%	3,13%	,
	265	20	0,0008%	3,13%	3,13%	0
	305	28	0,0011%	3,57%	3,57%	0
	310	2	0,0001%	4,17%	4,17%	0
	375	1	0,0000%	5,88%	5,88%	,
	395	6	0,0002%	3,03%	3,03%	0
	485	16	0,0006%	6,67%	6,67%	0
	575	138	0,0053%	3,60%	3,33%	12,58
22	570	2	0,0001%	,	,	,
23	160	4	0,0002%	,	,	,
	450	3	0,0001%	,	,	,
	610	2	0,0001%	,	,	,
24	190	12	0,0005%	2,70%	2,70%	0
	255	22	0,0008%	3,11%	2,70%	14,3
	395	3	0,0001%	3,03%	3,03%	0
	555	1	0,0000%	0,00%	0,00%	,
25	255	5	0,0002%	3,57%	3,57%	0
	555	6	0,0002%	0,00%	0,00%	,
28	555	4	0,0002%	0,00%	0,00%	,
29	555	1	0,0000%	0,00%	0,00%	,
30	160	4	0,0002%	7,00%	7,00%	0
	210	1	0,0000%	3,00%	3,00%	,
	235	1	0,0000%	10,00%	10,00%	,
	290	553	0,0213%	4,55%	4,55%	0
	295	135	0,0052%	7,80%	7,69%	1,89
	305	61	0,0023%	3,96%	4,00%	3,12
	340	3	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	345	3	0,0001%	4,00%	4,00%	,
	375	65	0,0025%	5,93%	5,88%	1
	485	2	0,0001%	6,67%	6,67%	0
	495	121	0,0047%	6,79%	6,67%	2,36
	565	110	0,0042%	4,00%	4,00%	0
	575	268	0,0103%	4,20%	4,35%	4,78
	580	2	0,0001%	3,00%	3,00%	0
31	125	81	0,0031%	6,93%	7,00%	3,6
	135	202	0,0078%	2,94%	3,00%	9,35
	160	1974	0,0759%	6,74%	6,70%	5,49
	180	68	0,0026%	4,00%	4,00%	0
	190	2	0,0001%	3,14%	3,14%	19,62
	205	1	0,0000%	0,00%	0,00%	,



		Qtd		Tx_Deprc			
		N	PctN	Mean	Median	CV	
	210	37	0,0014%	3,16%	3,03%	11,73	
	215	93	0,0036%	2,53%	2,00%	23,06	
	230	46	0,0018%	5,31%	6,00%	31,72	
	235	21	0,0008%	15,90%	17,00%	21,95	
	250	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0	
	255	12	0,0005%	3,60%	3,57%	15,65	
	265	1228	0,0472%	3,02%	3,00%	4,11	
	270	1	0,0000%	6,70%	6,70%	,	
	295	69	0,0027%	7,92%	8,00%	7,6	
	305	582	0,0224%	3,94%	4,00%	20,01	
	310	327	0,0126%	4,11%	4,17%	3,14	
	340	61	0,0023%	4,29%	4,35%	9,24	
	345	626	0,0241%	3,99%	4,00%	3,17	
	375	162	0,0062%	5,98%	6,00%	0,72	
	395	114	0,0044%	2,99%	3,00%	2,26	
	400	392	0,0151%	4,00%	4,00%	0,86	
	445	43	0,0017%	3,95%	4,00%	5,5	
	450	3	0,0001%	,	,	,	
	455	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0	
	460	84	0,0032%	4,00%	4,00%	0	
	465	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,	
	480	143	0,0055%	4,00%	4,00%	0	
	485	249	0,0096%	6,17%	6,70%	17,99	
	495	169	0,0065%	7,01%	7,00%	0,52	
	520	61	0,0023%	4,00%	4,00%	0	
	555	35	0,0013%	0,00%	0,00%	,	
	570	254	0,0098%	2,93%	2,90%	3,13	
	575	796	0,0306%	3,96%	4,00%	8,97	
	580	61	0,0023%	3,05%	3,00%	3,97	
	610	284	0,0109%	3,12%	3,00%	6	
	32	125	226	0,0087%	6,69%	6,67%	7,35
		135	855	0,0329%	2,82%	3,00%	9,73
160		4145	0,1595%	5,65%	6,67%	30,58	
180		389	0,0150%	4,00%	4,00%	0	
190		20	0,0008%	3,36%	3,57%	12,66	
205		1	0,0000%	0,00%	0,00%	,	
210		1035	0,0398%	3,02%	3,00%	1,85	
215		228	0,0088%	2,93%	3,00%	17,05	
230		167	0,0064%	6,24%	6,00%	12,81	
235		36	0,0014%	16,16%	17,00%	14,85	
250		8	0,0003%	4,00%	4,00%	0	
255		29	0,0011%	3,48%	3,57%	9,84	



		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	265	4966	0,1911%	3,06%	3,00%	2,36
	270	21	0,0008%	6,70%	6,67%	1,48
	295	75	0,0029%	7,54%	7,69%	14,3
	305	3887	0,1495%	3,90%	4,00%	16,58
	310	1826	0,0703%	4,08%	4,00%	2,34
	330	30	0,0012%	2,98%	3,00%	2,25
	340	232	0,0089%	4,27%	4,35%	6,66
	345	1358	0,0522%	4,00%	4,00%	1,66
	360	14	0,0005%	4,00%	4,00%	0
	375	656	0,0252%	5,97%	6,00%	0,89
	395	391	0,0150%	3,01%	3,00%	0,45
	400	261	0,0100%	4,00%	4,00%	0
	410	18	0,0007%	5,00%	5,00%	0
	430	38	0,0015%	6,00%	6,00%	0
	445	120	0,0046%	3,99%	4,00%	2,6
	450	49	0,0019%	4,00%	4,00%	0
	455	43	0,0017%	4,00%	4,00%	0
	460	295	0,0113%	4,00%	4,00%	0
	465	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	480	45	0,0017%	4,00%	4,00%	0
	485	334	0,0128%	6,62%	6,67%	11,99
	495	215	0,0083%	6,91%	7,00%	3,54
	520	50	0,0019%	3,98%	4,00%	3,83
	545	39	0,0015%	3,96%	4,00%	4,36
	555	56	0,0022%	0,00%	0,00%	,
	565	137	0,0053%	4,00%	4,00%	0
	570	1035	0,0398%	2,92%	2,86%	3,19
	575	2580	0,0993%	3,66%	4,00%	15,35
	580	143	0,0055%	3,13%	3,00%	5,17
	605	5	0,0002%	10,00%	10,00%	0
	610	660	0,0254%	3,10%	3,00%	5,38
	615	4	0,0002%	14,00%	14,00%	0
33	125	188	0,0072%	6,51%	6,70%	9,56
	135	1106	0,0426%	2,65%	2,50%	13,06
	160	4344	0,1671%	5,70%	6,67%	27,95
	180	531	0,0204%	3,98%	4,00%	3,03
	190	15	0,0006%	3,03%	2,70%	13,44
	205	6	0,0002%	0,00%	0,00%	,
	210	1509	0,0581%	3,05%	3,03%	4,9
	215	277	0,0107%	3,18%	3,30%	15,26
	230	277	0,0107%	7,21%	6,30%	22,97
	235	15	0,0006%	14,67%	17,00%	24,65



		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	250	11	0,0004%	4,00%	4,00%	0
	255	32	0,0012%	2,71%	2,50%	14,25
	265	6327	0,2434%	3,08%	3,13%	4,66
	270	6	0,0002%	6,68%	6,67%	0,23
	285	1	0,0000%	3,13%	3,13%	,
	295	200	0,0077%	7,51%	7,69%	10,86
	305	6114	0,2352%	3,63%	3,57%	17,26
	310	2075	0,0798%	4,19%	4,17%	4,62
	315	5	0,0002%	3,32%	3,33%	0,5
	330	98	0,0038%	2,85%	2,80%	3,28
	340	34	0,0013%	4,15%	4,35%	12,09
	345	1424	0,0548%	3,98%	4,00%	3,88
	355	1	0,0000%	3,30%	3,30%	,
	360	38	0,0015%	3,95%	4,00%	4,53
	375	827	0,0318%	5,91%	5,90%	3,56
	395	330	0,0127%	3,00%	3,03%	3,25
	400	595	0,0229%	3,99%	4,00%	1,72
	410	78	0,0030%	5,00%	5,00%	0
	415	1	0,0000%	6,70%	6,70%	,
	430	15	0,0006%	6,00%	6,00%	0
	445	165	0,0063%	3,96%	4,00%	4,16
	450	92	0,0035%	3,89%	4,00%	6,87
	455	20	0,0008%	4,00%	4,00%	0
	460	334	0,0128%	3,99%	4,00%	1,78
	465	5	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	480	122	0,0047%	3,97%	4,00%	4,09
	485	283	0,0109%	6,36%	6,67%	16,82
	495	151	0,0058%	6,61%	6,70%	9,54
	520	165	0,0063%	3,98%	4,00%	3,01
	540	166	0,0064%	2,50%	2,50%	0
	545	6	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	555	53	0,0020%	0,00%	0,00%	,
	560	7	0,0003%	3,32%	3,33%	0,52
	565	3	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	570	1107	0,0426%	2,86%	2,86%	5,48
	575	3434	0,1321%	3,62%	3,33%	14,54
	580	202	0,0078%	3,34%	3,33%	10,34
	610	715	0,0275%	3,38%	3,33%	8,2
	615	4	0,0002%	14,00%	14,00%	0
34	135	3	0,0001%	2,50%	2,50%	0
	160	22	0,0008%	5,77%	6,70%	26,85
	180	2	0,0001%	4,00%	4,00%	,



		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	210	1	0,0000%	3,00%	3,00%	,
	215	1	0,0000%	3,00%	3,00%	,
	230	1	0,0000%	10,00%	10,00%	,
	235	8	0,0003%	17,00%	17,00%	0
	265	52	0,0020%	2,50%	2,50%	0
	270	1	0,0000%	7,00%	7,00%	,
	305	41	0,0016%	3,85%	4,00%	29,03
	310	3	0,0001%	4,50%	4,50%	0
	345	4	0,0002%	4,30%	4,30%	0
	375	4	0,0002%	6,00%	6,00%	0
	395	1	0,0000%	2,50%	2,50%	,
	400	4	0,0002%	4,00%	4,00%	,
	455	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	460	1	0,0000%	,	,	,
	480	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	485	8	0,0003%	6,50%	7,00%	21,76
	520	1	0,0000%	,	,	,
	570	1	0,0000%	2,50%	2,50%	,
	575	16	0,0006%	3,00%	3,00%	0
	610	2	0,0001%	3,50%	3,50%	20,2
35	135	7	0,0003%	2,82%	2,70%	11,64
	160	18	0,0007%	7,00%	7,00%	0
	190	2	0,0001%	3,57%	3,57%	0
	230	1	0,0000%	10,00%	10,00%	,
	255	645	0,0248%	5,00%	5,00%	1,13
	395	1	0,0000%	3,03%	3,03%	,
	565	679	0,0261%	4,99%	5,00%	1,53
36	135	2	0,0001%	,	,	,
	160	393	0,0151%	6,94%	7,00%	3,19
	190	92	0,0035%	4,31%	4,00%	14,83
	205	12	0,0005%	0,00%	0,00%	,
	210	1	0,0000%	,	,	,
	255	1458	0,0561%	4,61%	5,00%	15,77
	310	178	0,0068%	4,18%	4,17%	0,28
	340	3	0,0001%	4,40%	4,40%	0
	345	5	0,0002%	,	,	,
	395	180	0,0069%	4,97%	5,00%	5,21
	565	907	0,0349%	5,00%	5,00%	0
	575	3	0,0001%	,	,	,
37	135	6	0,0002%	,	,	,
	160	73	0,0028%	3,95%	3,33%	36,76
	180	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,



		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	190	772	0,0297%	3,01%	3,00%	13,22
	205	327	0,0126%	0,00%	0,00%	,
	210	2	0,0001%	3,02%	3,02%	0,7
	215	1	0,0000%	3,33%	3,33%	,
	230	192	0,0074%	6,25%	6,25%	0,5
	235	1	0,0000%	16,67%	16,67%	,
	255	7822	0,3009%	3,31%	3,57%	17,19
	265	27	0,0010%	3,03%	3,00%	1,9
	270	1	0,0000%	6,67%	6,67%	,
	305	6	0,0002%	3,57%	3,57%	0
	310	391	0,0150%	4,17%	4,17%	0,51
	375	2	0,0001%	5,88%	5,88%	0
	395	362	0,0139%	3,01%	3,00%	0,49
	410	1	0,0000%	5,00%	5,00%	,
	485	10	0,0004%	6,87%	7,00%	2,48
	520	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	555	3	0,0001%	0,00%	0,00%	,
	565	7	0,0003%	4,00%	4,00%	0
	575	1	0,0000%	3,33%	3,33%	,
	580	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
610	10	0,0004%	3,23%	3,17%	9,77	
38	135	13	0,0005%	2,50%	2,50%	0
	145	24	0,0009%	3,31%	3,30%	0,38
	160	26	0,0010%	4,14%	3,33%	38,13
	180	29	0,0011%	4,00%	4,00%	0
	190	736	0,0283%	2,91%	2,70%	12,11
	205	219	0,0084%	0,00%	0,00%	,
	210	2	0,0001%	3,03%	3,03%	0
	215	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	230	8	0,0003%	9,54%	10,00%	13,72
	250	21	0,0008%	4,00%	4,00%	0
	255	2794	0,1075%	3,28%	3,57%	15,59
	265	22	0,0008%	3,12%	3,13%	0,89
	270	23	0,0009%	6,60%	6,67%	5,29
	295	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	305	24	0,0009%	3,59%	3,60%	0,43
	310	125	0,0048%	4,17%	4,17%	0,08
	340	1	0,0000%	,	,	,
	345	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	395	637	0,0245%	3,38%	3,03%	22,86
	400	41	0,0016%	4,00%	4,00%	0
410	10	0,0004%	5,00%	5,00%	0	

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	445	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	485	5	0,0002%	6,68%	6,67%	0,2
	555	29	0,0011%	0,00%	0,00%	,
	565	21	0,0008%	4,00%	4,00%	0
	575	11	0,0004%	3,33%	3,33%	0
	605	18	0,0007%	,	,	,
	610	52	0,0020%	3,34%	3,30%	4,93
39	190	5	0,0002%	2,70%	2,70%	0
	205	4	0,0002%	0,00%	0,00%	,
	255	28	0,0011%	2,85%	2,70%	11,83
	395	6	0,0002%	3,03%	3,03%	0
40	125	1213	0,0467%	5,10%	6,70%	57,88
	135	330	0,0127%	2,50%	2,50%	0,62
	145	121	0,0047%	3,30%	3,30%	0,27
	160	30374	1,1686%	6,72%	6,70%	7,88
	180	1872	0,0720%	4,00%	4,00%	0
	190	479343	18,4415%	3,70%	3,60%	8,23
	205	48	0,0018%	0,00%	0,00%	,
	210	69	0,0027%	3,01%	3,00%	0,44
	215	11	0,0004%	3,33%	3,33%	0
	230	1809	0,0696%	6,26%	6,25%	4,42
	235	728	0,0280%	16,64%	16,67%	3,35
	255	322496	12,4072%	3,77%	3,60%	9,46
	265	18	0,0007%	3,10%	3,10%	0,81
	270	3	0,0001%	6,70%	6,70%	0
	290	6657	0,2561%	4,86%	4,55%	19,87
	295	9469	0,3643%	7,37%	7,69%	17,57
	305	306	0,0118%	3,65%	3,60%	4,06
	310	204	0,0078%	4,01%	4,00%	1,14
	315	2	0,0001%	3,33%	3,33%	0
	325	39	0,0015%	3,50%	3,50%	0
	340	1815	0,0698%	4,06%	4,00%	10,53
	345	5694	0,2191%	4,00%	4,00%	0,56
	375	8	0,0003%	5,88%	5,88%	0
	395	66	0,0025%	3,00%	3,00%	0,23
	455	18	0,0007%	4,00%	4,00%	0
	460	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	480	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
485	2093	0,0805%	6,44%	6,70%	14,54	
495	150	0,0058%	6,68%	6,67%	0,19	
520	3	0,0001%	4,00%	4,00%	0	
535	61	0,0023%	20,00%	20,00%	0	



		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	565	123316	4,7443%	4,14%	4,00%	8,52
	570	6	0,0002%	2,89%	2,90%	0,56
	575	4194	0,1614%	4,19%	4,35%	9,56
	580	1	0,0000%	3,00%	3,00%	,
	605	70	0,0027%	10,00%	10,00%	0
	610	12	0,0005%	3,33%	3,33%	0
	615	335	0,0129%	14,29%	14,29%	0,02
41	125	445	0,0171%	6,05%	6,67%	15,28
	130	1	0,0000%	6,67%	6,67%	,
	135	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	160	12266	0,4719%	6,77%	6,67%	5,8
	180	28	0,0011%	4,00%	4,00%	0
	190	266146	10,2393%	3,86%	3,57%	12,57
	205	3	0,0001%	0,00%	0,00%	,
	230	8	0,0003%	6,19%	6,25%	1,87
	255	345754	13,3020%	3,77%	3,57%	10,13
	265	2	0,0001%	3,00%	3,00%	0
	290	964	0,0371%	4,94%	4,55%	22,03
	295	3912	0,1505%	7,17%	7,69%	17,9
	305	2	0,0001%	3,57%	3,57%	,
	310	359	0,0138%	4,01%	4,00%	0,98
	340	2853	0,1098%	4,20%	4,35%	5,38
	345	3850	0,1481%	4,00%	4,00%	2,18
	395	48	0,0018%	3,00%	3,00%	0,25
	485	127	0,0049%	6,67%	6,67%	0
	565	96438	3,7102%	4,29%	4,00%	10,59
	570	3	0,0001%	4,00%	4,00%	0
575	643	0,0247%	4,29%	4,35%	3,17	
580	2	0,0001%	,	,	,	
605	75521	2,9055%	10,13%	10,00%	63,34	
42	135	2	0,0001%	2,75%	2,75%	12,86
	145	6	0,0002%	3,00%	3,00%	0
	160	90	0,0035%	6,75%	6,70%	1,98
	180	95	0,0037%	4,00%	4,00%	0
	190	1757	0,0676%	3,86%	4,00%	7,32
	210	13	0,0005%	3,00%	3,00%	0
	230	1	0,0000%	6,30%	6,30%	,
	255	29	0,0011%	4,08%	3,60%	15,57
	265	12	0,0005%	3,00%	3,00%	0
	290	6	0,0002%	,	,	,
	305	617	0,0237%	3,96%	4,00%	2,99
	325	7	0,0003%	3,25%	3,25%	10,88

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	345	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	565	227	0,0087%	4,09%	4,00%	9,45
	610	1	0,0000%	3,00%	3,00%	,
43	160	3	0,0001%	7,00%	7,00%	0
	190	491	0,0189%	3,98%	4,00%	4,17
	255	8	0,0003%	4,20%	4,00%	12,34
	565	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
44	160	8	0,0003%	6,25%	6,67%	21,1
	190	137	0,0053%	3,99%	4,00%	2,3
	255	2	0,0001%	3,00%	3,00%	0
	270	1	0,0000%	7,00%	7,00%	,
	395	3	0,0001%	3,02%	3,03%	0,57
70	100	2	0,0001%	,	,	,
	215	145	0,0056%	3,37%	3,33%	9,5
	230	1	0,0000%	6,25%	6,25%	,
	250	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	265	6	0,0002%	3,13%	3,13%	0
	305	1	0,0000%	,	,	,
	360	2	0,0001%	3,67%	3,67%	12,93
	395	7	0,0003%	3,03%	3,03%	0
	445	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	450	2	0,0001%	4,00%	4,00%	,
	455	5	0,0002%	4,00%	4,00%	,
	460	62	0,0024%	3,98%	4,00%	3
	480	7	0,0003%	4,00%	4,00%	0
	495	29	0,0011%	6,67%	6,67%	0
	520	9	0,0003%	3,90%	4,00%	6,49
	535	12	0,0005%	,	,	,
	555	16	0,0006%	0,00%	0,00%	,
610	100	0,0038%	3,43%	3,33%	9,28	
71	125	1	0,0000%	6,67%	6,67%	,
	180	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	205	2	0,0001%	0,00%	0,00%	,
	230	7915	0,3045%	6,89%	6,25%	31,29
	235	10516	0,4046%	15,45%	16,70%	18,49
	270	5	0,0002%	6,31%	6,70%	16,2
	290	3	0,0001%	4,85%	5,00%	5,36
	305	6	0,0002%	3,65%	3,57%	4,76
	310	1	0,0000%	4,20%	4,20%	,
	360	5	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	375	8	0,0003%	5,90%	5,88%	0,72
	400	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	415	11	0,0004%	6,70%	6,70%	0
	455	236	0,0091%	4,00%	4,00%	0
	460	2	0,0001%	7,00%	7,00%	60,61
	495	19	0,0007%	6,91%	6,70%	10,93
	520	12	0,0005%	4,00%	4,00%	0
	535	89	0,0034%	20,00%	20,00%	0
	555	1	0,0000%	0,00%	0,00%	,
	570	1	0,0000%	3,00%	3,00%	,
	615	1787	0,0688%	14,50%	14,29%	8,86
72	230	4	0,0002%	6,15%	6,15%	2,82
	235	3	0,0001%	17,00%	17,00%	0
	305	7	0,0003%	3,57%	3,57%	0
	375	2	0,0001%	6,00%	6,00%	0
	415	54	0,0021%	6,91%	7,00%	2,11
	485	2	0,0001%	6,70%	6,70%	0
	495	28	0,0011%	6,71%	6,67%	1,72
80	215	140	0,0054%	3,39%	3,33%	6,16
	230	1	0,0000%	,	,	,
	265	3	0,0001%	3,13%	3,13%	0
	285	1	0,0000%	,	,	,
	305	1	0,0000%	,	,	,
	310	5	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	360	1	0,0000%	3,33%	3,33%	,
	375	1	0,0000%	5,88%	5,88%	,
	400	9	0,0003%	4,00%	4,00%	0
	445	3	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	450	8	0,0003%	3,50%	3,33%	9,58
	455	4	0,0002%	,	,	,
	460	8	0,0003%	3,90%	4,00%	6,49
	480	4	0,0002%	4,00%	4,00%	,
	520	36	0,0014%	3,98%	4,00%	2,98
	555	17	0,0007%	0,00%	0,00%	,
605	5	0,0002%	,	,	,	
610	93	0,0036%	3,53%	3,33%	9,74	
81	180	1	0,0000%	,	,	,
	215	3	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	220	3	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	230	19103	0,7349%	6,72%	6,25%	29,79
	235	5073	0,1952%	16,20%	16,67%	12,8
	255	3	0,0001%	3,57%	3,57%	0
	295	12	0,0005%	4,00%	4,00%	0
	305	3	0,0001%	4,00%	4,00%	0



		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	375	6	0,0002%	5,89%	5,88%	0,18
	400	21	0,0008%	4,00%	4,00%	0
	415	2	0,0001%	6,70%	6,70%	0
	430	1	0,0000%	6,00%	6,00%	,
	455	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	480	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	485	355	0,0137%	6,98%	7,00%	6,62
	495	45	0,0017%	7,09%	7,10%	0,86
	520	11	0,0004%	4,00%	4,00%	0
	535	7	0,0003%	20,00%	20,00%	0
	575	4	0,0002%	3,85%	3,85%	16,5
	610	4	0,0002%	3,33%	3,17%	14,15
	615	2180	0,0839%	14,83%	14,29%	12,32
	82	215	1	0,0000%	,	,
230		2	0,0001%	8,15%	8,15%	32,1
235		51	0,0020%	16,44%	16,70%	7,99
250		1	0,0000%	,	,	,
270		2	0,0001%	6,67%	6,67%	0
305		4	0,0002%	4,00%	4,00%	0
375		46	0,0018%	5,88%	5,88%	0
415		30	0,0012%	6,73%	6,70%	1,39
445		1	0,0000%	,	,	,
495		142	0,0055%	6,72%	6,67%	1,89
520		1	0,0000%	,	,	,
610	1	0,0000%	,	,	,	
90	215	14	0,0005%	3,28%	3,30%	2,45
	220	9	0,0003%	4,00%	4,00%	0
	285	3	0,0001%	3,30%	3,30%	0
	360	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	400	9	0,0003%	4,00%	4,00%	0
	405	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	445	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	450	4	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	460	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	480	3	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	520	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	555	2	0,0001%	0,00%	0,00%	,
	610	8	0,0003%	3,30%	3,30%	0,32
91	230	1334	0,0513%	6,42%	6,25%	20,75
	235	1188	0,0457%	16,68%	16,67%	0,37
	375	16	0,0006%	5,88%	5,88%	0
	455	50	0,0019%	4,00%	4,00%	0

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	495	3	0,0001%	6,70%	6,70%	0
	535	1	0,0000%	20,00%	20,00%	,
	615	335	0,0129%	14,06%	14,00%	0,85
92	125	3	0,0001%	5,00%	5,00%	0
	160	2	0,0001%	6,67%	6,67%	0
	205	8	0,0003%	0,00%	0,00%	,
	215	14	0,0005%	3,24%	3,33%	10,99
	230	163	0,0063%	6,14%	6,00%	11,87
	235	135	0,0052%	15,98%	17,00%	17,99
	265	1	0,0000%	3,10%	3,10%	,
	270	12	0,0005%	6,74%	6,70%	1,9
	295	6	0,0002%	8,00%	8,00%	0
	305	371	0,0143%	4,09%	4,00%	18,11
	345	5	0,0002%	5,60%	6,67%	26,11
	375	879	0,0338%	5,97%	6,00%	2,12
	395	6	0,0002%	3,00%	3,00%	0
	410	1	0,0000%	,	,	,
	415	22	0,0008%	6,94%	7,00%	1,81
	445	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	480	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	485	1050	0,0404%	6,64%	6,67%	6,7
	495	1481	0,0570%	6,92%	7,00%	2,38
	520	100	0,0038%	4,00%	4,00%	0
	535	7	0,0003%	20,00%	20,00%	0
	555	7	0,0003%	0,00%	0,00%	,
	570	1	0,0000%	2,90%	2,90%	,
610	7	0,0003%	3,11%	3,00%	6,13	
93	135	12	0,0005%	2,50%	2,50%	0
	160	11	0,0004%	6,70%	6,70%	0,14
	190	60914	2,3435%	3,61%	3,60%	2,98
	230	14	0,0005%	6,54%	6,30%	15,3
	235	7	0,0003%	16,78%	16,70%	0,91
	255	3	0,0001%	3,60%	3,60%	0
	295	179783	6,9167%	6,43%	7,69%	28,66
	305	96	0,0037%	3,78%	3,60%	22
	410	4	0,0002%	5,00%	5,00%	0
	485	1738	0,0669%	6,71%	6,70%	1,66
	495	95	0,0037%	6,69%	6,67%	0,86
	535	2	0,0001%	20,00%	20,00%	0
	575	5879	0,2262%	4,24%	4,35%	7,1
94	190	5	0,0002%	3,60%	3,60%	0
	205	1	0,0000%	0,00%	0,00%	,

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	215	5	0,0002%	3,25%	3,30%	4,36
	230	4522	0,1740%	6,25%	6,25%	0,23
	235	1	0,0000%	16,70%	16,70%	,
	255	2	0,0001%	3,79%	3,79%	8,03
	295	3	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	305	5	0,0002%	3,57%	3,57%	0
	355	6	0,0002%	3,33%	3,33%	0
	375	6	0,0002%	5,93%	5,90%	0,92
	460	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	480	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
	535	1	0,0000%	20,00%	20,00%	,
95	375	1	0,0000%	6,00%	6,00%	,
96	180	4	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	230	13	0,0005%	6,12%	6,00%	2,12
	235	4	0,0002%	13,42%	13,34%	29,43
	270	26	0,0010%	6,67%	6,67%	0
	305	112	0,0043%	4,01%	3,57%	27,15
	375	91	0,0035%	5,89%	5,88%	0,42
	415	68	0,0026%	6,70%	6,67%	1,51
	485	1	0,0000%	6,67%	6,67%	,
	495	273	0,0105%	6,67%	6,67%	0,43
98	125	2	0,0001%	7,00%	7,00%	0
	135	2	0,0001%	3,57%	3,57%	0
	160	166	0,0064%	6,05%	6,70%	22,59
	210	92	0,0035%	3,00%	3,00%	0,3
	215	3	0,0001%	3,00%	3,00%	0
	230	27	0,0010%	6,08%	6,00%	2,2
	235	4	0,0002%	17,00%	17,00%	0
	265	1	0,0000%	3,57%	3,57%	,
	295	28	0,0011%	7,70%	7,70%	0
	305	340	0,0131%	3,80%	3,60%	15,14
	310	287	0,0110%	4,16%	4,17%	4,32
	330	1	0,0000%	2,80%	2,80%	,
	340	203	0,0078%	4,08%	4,00%	4,16
	345	133	0,0051%	4,02%	4,00%	2
	375	19	0,0007%	5,99%	6,00%	0,65
	410	6	0,0002%	5,00%	5,00%	,
	485	7	0,0003%	6,31%	6,70%	16,14
	545	8	0,0003%	,	,	,
	560	2	0,0001%	,	,	,
565	38	0,0015%	4,00%	4,00%	0	
570	104	0,0040%	2,95%	3,00%	3,75	

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	575	512	0,0197%	3,50%	3,33%	13,74
	580	1	0,0000%	3,00%	3,00%	,
	610	6	0,0002%	3,00%	3,00%	0
99	205	407	0,0157%	0,00%	0,00%	,
	230	280	0,0108%	6,30%	6,30%	0
	235	1389	0,0534%	16,70%	16,70%	0
	315	1	0,0000%	3,30%	3,30%	,
	415	1	0,0000%	6,70%	6,70%	,
	485	5	0,0002%	6,70%	6,70%	0
	535	6704	0,2579%	20,00%	20,00%	1,23
	615	1	0,0000%	14,30%	14,30%	,
	AN	160	1	0,0000%	6,25%	6,25%
215		16	0,0006%	3,33%	3,33%	0
230		436	0,0168%	6,26%	6,25%	8,95
235		147	0,0057%	16,60%	16,67%	5,18
270		3	0,0001%	6,67%	6,67%	0
295		6	0,0002%	4,00%	4,00%	0
305		1	0,0000%	3,57%	3,57%	,
375		4	0,0002%	5,88%	5,88%	0
395		1	0,0000%	3,03%	3,03%	,
450		1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
455		30	0,0012%	4,00%	4,00%	0
460		2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
480		2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
495		3	0,0001%	6,67%	6,67%	0
520		1	0,0000%	3,33%	3,33%	,
535		56	0,0022%	20,00%	20,00%	0
555		1	0,0000%	0,00%	0,00%	,
575		12	0,0005%	3,33%	3,33%	0
610		4	0,0002%	3,33%	3,33%	0
615		431	0,0166%	14,29%	14,29%	0
CO	230	35	0,0013%	6,25%	6,25%	0
	235	45	0,0017%	16,67%	16,67%	0
	305	65	0,0025%	3,57%	3,57%	0
	375	82	0,0032%	5,88%	5,88%	0
	415	10	0,0004%	6,67%	6,67%	0
	495	120	0,0046%	6,67%	6,67%	0
	535	4	0,0002%	20,00%	20,00%	0
GE	205	2	0,0001%	0,00%	0,00%	,
	230	180	0,0069%	6,25%	6,25%	0
	270	1	0,0000%	6,67%	6,67%	,
	535	6	0,0002%	20,00%	20,00%	0



		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	615	24	0,0009%	14,29%	14,29%	0
LT	190	6	0,0002%	3,43%	3,57%	10,37
	205	4	0,0002%	0,00%	0,00%	,
	255	39	0,0015%	2,90%	2,70%	12,8
	395	13	0,0005%	3,03%	3,03%	0
MD	295	133	0,0051%	4,61%	4,00%	29,85
ME	230	3	0,0001%	6,25%	6,25%	0
	235	2	0,0001%	16,67%	16,67%	0
	295	265	0,0102%	6,06%	7,69%	30,29
	575	5	0,0002%	4,35%	4,35%	0
PC	360	5	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	570	2	0,0001%	2,86%	2,86%	0
	595	6	0,0002%	2,50%	2,50%	0
RD	125	2	0,0001%	6,67%	6,67%	0
	135	2	0,0001%	2,50%	2,50%	0
	160	3620	0,1393%	6,67%	6,67%	0
	190	26656	1,0255%	3,57%	3,57%	1,45
	210	2	0,0001%	3,03%	3,03%	0
	230	7	0,0003%	8,04%	6,67%	47,39
	235	2	0,0001%	16,67%	16,67%	0
	255	30563	1,1758%	3,57%	3,57%	0
	265	18	0,0007%	3,13%	3,13%	0
	290	98	0,0038%	4,55%	4,55%	0
	295	29	0,0011%	6,64%	7,69%	25,12
	305	14	0,0005%	3,79%	3,57%	21,85
	310	1878	0,0723%	4,17%	4,17%	0
	330	2	0,0001%	2,78%	2,78%	0
	340	107	0,0041%	4,35%	4,35%	0
	345	87	0,0033%	4,00%	4,00%	0
	395	4	0,0002%	3,03%	3,03%	0
	495	219	0,0084%	6,64%	6,67%	4,45
	535	1	0,0000%	20,00%	20,00%	,
	565	14030	0,5398%	4,00%	4,00%	0,51
570	1	0,0000%	2,86%	2,86%	,	
575	54	0,0021%	4,35%	4,35%	0	
580	8	0,0003%	3,33%	3,33%	0	
SE	125	13	0,0005%	6,41%	6,67%	9,78
	135	47	0,0018%	2,50%	2,50%	0
	160	386	0,0149%	6,12%	6,67%	20,34
	180	14	0,0005%	4,00%	4,00%	0
	190	34	0,0013%	3,57%	3,57%	0
	205	1	0,0000%	0,00%	0,00%	,



		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	210	33	0,0013%	3,03%	3,03%	0
	215	15	0,0006%	3,33%	3,33%	0
	230	13	0,0005%	6,03%	6,25%	13,44
	235	73	0,0028%	7,02%	6,67%	28,85
	255	1	0,0000%	3,57%	3,57%	,
	265	250	0,0096%	3,13%	3,13%	1,76
	270	7	0,0003%	4,90%	3,57%	33,83
	295	2	0,0001%	3,79%	3,79%	8,03
	305	113	0,0043%	4,17%	3,57%	29,54
	310	180	0,0069%	4,17%	4,17%	0
	345	70	0,0027%	4,03%	4,00%	8,04
	375	151	0,0058%	5,89%	5,88%	1,09
	395	22	0,0008%	2,96%	3,03%	6,29
	400	63	0,0024%	3,94%	4,00%	5,42
	445	15	0,0006%	4,00%	4,00%	0
	455	74	0,0028%	6,22%	6,25%	4,21
	460	15	0,0006%	4,00%	4,00%	0
	465	10	0,0004%	3,32%	2,86%	17,75
	485	411	0,0158%	5,82%	6,67%	23,82
	495	272	0,0105%	6,62%	6,67%	5,77
	520	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
	535	2	0,0001%	20,00%	20,00%	0
	555	3	0,0001%	0,00%	0,00%	,
	560	2	0,0001%	3,33%	3,33%	0
	565	4	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	570	22	0,0008%	2,86%	2,86%	0
	575	79	0,0030%	3,52%	3,33%	11,43
	580	14	0,0005%	3,33%	3,33%	0
	610	50	0,0019%	3,33%	3,33%	0
	615	2	0,0001%	14,29%	14,29%	0
TE	215	1	0,0000%	3,33%	3,33%	,
	230	20	0,0008%	6,25%	6,25%	0
	235	11	0,0004%	14,78%	16,67%	28,48
	265	1	0,0000%	3,13%	3,13%	,
	270	1	0,0000%	6,67%	6,67%	,
	305	1	0,0000%	3,57%	3,57%	,
	375	27	0,0010%	5,88%	5,88%	0
	415	4	0,0002%	6,46%	6,46%	3,75
	495	276	0,0106%	6,67%	6,67%	0
	520	7	0,0003%	4,00%	4,00%	0
	535	1	0,0000%	20,00%	20,00%	,
	610	2	0,0001%	3,33%	3,33%	0

	Qtd		Tx_Deprc		
	N	PctN	Mean	Median	CV

Generated by the SAS System ('SASApp', X64_ESRV08) on November 19, 2013 at 02:54:54 PM

Tabela 5-3 - Resultados do cálculo de $\delta 2$ (agregado em TI)

	Qtd		Tx_Deprc		
	N	PctN	Mean	Median	CV
TI	2.599.267	100%			
	4283	0,1648%	4,41%	3,57%	44,61
0	296226	11,3965%	4,55%	3,57%	43,49
1	1	0,0000%	2,50%	2,50%	,
10	56	0,0022%	8,88%	10,00%	48,55
11	56	0,0022%	4,44%	3,33%	34,96
14	4	0,0002%	6,67%	6,67%	0
17	17	0,0007%	5,82%	4,00%	96,61
20	76	0,0029%	4,93%	4,35%	32,38
21	262	0,0101%	4,05%	3,33%	31,91
22	2	0,0001%	,	,	,
23	9	0,0003%	,	,	,
24	38	0,0015%	2,89%	2,70%	21,48
25	11	0,0004%	1,62%	0,00%	114,89
28	4	0,0002%	0,00%	0,00%	,
29	1	0,0000%	0,00%	0,00%	,
30	1329	0,0511%	5,03%	4,55%	24,7
31	8286	0,3188%	4,63%	4,00%	37,07
32	26723	1,0281%	4,03%	3,57%	35,36
33	33514	1,2894%	3,89%	3,33%	33,35
34	180	0,0069%	4,47%	3,00%	74,12
35	1353	0,0521%	5,01%	5,00%	6,53
36	3234	0,1244%	4,98%	5,00%	19,18
37	10020	0,3855%	3,27%	3,57%	29,26
38	4897	0,1884%	3,17%	3,03%	32,2
39	43	0,0017%	2,68%	2,70%	27,99
40	992956	38,2014%	3,95%	3,60%	22,45
41	809376	31,1386%	4,54%	3,57%	61,7
42	2865	0,1102%	3,98%	4,00%	14,18
43	504	0,0194%	4,00%	4,00%	7,31
44	151	0,0058%	4,10%	4,00%	16,24
70	409	0,0157%	3,62%	3,33%	33,33
71	20623	0,7934%	10,30%	6,30%	46,24
72	100	0,0038%	6,87%	6,67%	28,89
80	340	0,0131%	3,36%	3,33%	26,04

	Qtd		Tx_Deprc		
	N	PctN	Mean	Median	CV
81	26841	1,0326%	9,44%	6,25%	48,79
82	282	0,0108%	8,41%	6,67%	47,09
90	59	0,0023%	3,56%	4,00%	21,32
91	2927	0,1126%	11,43%	14,00%	44,13
92	4283	0,1648%	6,39%	6,67%	24,76
93	248558	9,5626%	5,79%	4,35%	34,35
94	4559	0,1754%	6,24%	6,25%	5,53
95	1	0,0000%	6,00%	6,00%	.
96	592	0,0228%	6,07%	6,67%	21,72
98	1992	0,0766%	4,20%	4,00%	31,37
99	8788	0,3381%	18,09%	20,00%	26,45
AN	1158	0,0446%	11,05%	14,29%	44,74
CO	361	0,0139%	7,29%	6,25%	54,88
GE	213	0,0082%	7,49%	6,25%	45,3
LT	62	0,0024%	2,79%	2,70%	29,25
MD	133	0,0051%	4,61%	4,00%	29,85
ME	275	0,0106%	6,11%	7,69%	33,23
PC	13	0,0005%	3,13%	2,86%	23,15
RD	77404	2,9779%	3,82%	3,57%	18,05
SE	2465	0,0948%	5,06%	5,88%	33,47
TE	352	0,0135%	6,77%	6,67%	27,3

Generated by the SAS System ('SASApp', X64_ESRV08) on November 19, 2013 at 02:54:58 PM

Tabela 5-4 - Resultados do cálculo de $\delta 3$ (TUC_{essenciais}•A1)

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
TUC	A1	2.245.497	86%	4,07%	3,90%	
190	01	1.832	0,0705%	2,83%	2,70%	7,78
	02	924.565	35,5702%	3,74%	3,57%	10,05
255	01	793.979	30,5463%	3,76%	3,57%	9,83
	02	5.822	0,2240%	2,72%	2,70%	3,76
	12	1	0,0000%	0,00%	0,00%	0
295	01	81.038	3,1177%	4,05%	4,00%	11,04
	11	144.343	5,5532%	7,73%	7,70%	7,62
	16	857	0,0330%	4,91%	4,00%	33,11
	18	137	0,0053%	8,00%	8,00%	0
565	01	288.320	11,0924%	4,20%	4,00%	9,6
	02	318	0,0122%	4,00%	4,00%	3,1
	03	1.545	0,0594%	3,72%	3,70%	1,88

	04	35	0,0013%	5,00%	5,00%	0
570	01	2.636	0,1014%	2,90%	2,86%	4,65
	02	69	0,0027%	2,86%	2,86%	3,34

Generated by the SAS System ('SASApp', X64_ESRV08) on November 19, 2013
at 12:10:30 PM

DISTRIBUIÇÃO TUC _{essenciais}	mediana	3,76%	3,70%
	média	4,03%	3,91%

Tabela 5-5 - Resultados do cálculo de $\delta 3$ (TUC_{acessórios}•A1)

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
TUC	A1	134.254	5,17%	5,40%	5,49%	
125	01	244	0,01%	5,11%	5,00%	9,07
	02	2.182	0,08%	5,79%	6,70%	42,86
160	01	56.067	2,16%	6,55%	6,70%	13,59
	02	534	0,02%	3,52%	3,33%	28,07
	03	10.300	0,40%	6,67%	6,67%	10,26
	04	720	0,03%	6,74%	6,67%	1,99
	06	26	0,00%	5,56%	6,70%	30,73
	10	1.416	0,05%	6,86%	7,00%	3,04
	12	482	0,02%	6,55%	6,67%	13,91
210	01	1.731	0,07%	3,02%	3,03%	1,80
	02	1.234	0,05%	3,05%	3,03%	5,66
290	01	8.332	0,32%	4,84%	4,55%	19,26
310	01	10.471	0,40%	4,14%	4,17%	2,95
325	01	46	0,00%	3,48%	3,50%	2,58
330	01	123	0,00%	2,90%	3,00%	3,63
	02	25	0,00%	2,80%	2,80%	0,00
340	01	5.737	0,22%	4,17%	4,35%	7,43
345	01	13.877	0,53%	4,00%	4,00%	2,62
540	01	166	0,01%	2,50%	2,50%	0,00
545	01	53	0,00%	3,97%	4,00%	4,06
560	01	12	0,00%	3,32%	3,33%	0,40
575	01	10.077	0,39%	3,90%	4,00%	13,68
	02	8.048	0,31%	4,04%	4,35%	11,67
	11	162	0,01%	3,36%	3,33%	9,12
	12	48	0,00%	4,29%	4,40%	7,70
	13	1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00
	20	1.472	0,06%	4,38%	4,40%	2,07
580	01	498	0,02%	3,22%	3,30%	8,72

	Qtd		Tx_Deprc		
	N	PctN	Mean	Median	CV

Generated by the SAS System ('SASApp', X64_ESRV08) on November 19, 2013 at
12:10:37 PM

DISTRIBUIÇÃO TUC _{acessórias}	mediana	4,04%	4,17%
	média		4,32%

Tabela 5-6- Resultados do cálculo de 53 (TUC_{infraestrutura-A1})

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
TUC	A1	219.516	8,45%	8,64%	8,60%	
100	01	4	0,0002%	0,00%	0,00%	0
130	02	1	0,0000%	6,67%	6,67%	,
135	01	1220	0,0469%	2,61%	2,50%	8,34
	02	1690	0,0650%	2,79%	2,70%	12,05
145	01	131	0,0050%	3,29%	3,30%	1,97
	02	20	0,0008%	,	,	,
180	01	2354	0,0906%	4,00%	4,00%	0,83
	02	755	0,0290%	3,99%	4,00%	1,75
185	01	1	0,0000%	3,10%	3,10%	,
205	01	4	0,0002%	0,00%	0,00%	,
	03	12	0,0005%	0,00%	0,00%	,
	05	1383	0,0532%	0,00%	0,00%	,
	09	6	0,0002%	0,00%	0,00%	,
215	01	156	0,0060%	2,26%	2,00%	22,48
	09	895	0,0344%	3,31%	3,33%	7,59
220	01	14	0,0005%	4,00%	4,00%	0
230	01	16646	0,6404%	6,90%	6,25%	33,76
	05	1863	0,0717%	6,40%	6,25%	12,49
	10	11573	0,4452%	6,35%	6,25%	13,32
	15	3175	0,1221%	6,40%	6,25%	15,22
	18	734	0,0282%	7,06%	6,25%	23,27
	20	118	0,0045%	10,07%	6,25%	60,47
	25	1382	0,0532%	6,48%	6,25%	15,36
	30	186	0,0072%	6,65%	6,25%	17,6
	90	6170	0,2374%	6,38%	6,25%	14,65
235	01	22399	0,8617%	16,10%	16,67%	13,3
	90	29	0,0011%	6,00%	6,00%	0
250	01	49	0,0019%	4,00%	4,00%	0
265	01	10056	0,3869%	3,08%	3,13%	3,06
	02	6363	0,2448%	3,03%	3,10%	5,88
270	01	114	0,0044%	6,54%	6,67%	9,89

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
275	01	38	0,0015%	3,33%	3,33%	0,21
285	01	5	0,0002%	3,26%	3,30%	2,61
300	01	25	0,0010%	6,67%	6,67%	0
305	01	10758	0,4139%	3,80%	3,57%	18,86
	02	27	0,0010%	3,98%	4,00%	2,3
	03	2723	0,1048%	3,68%	3,60%	7,97
315	01	4	0,0002%	3,32%	3,33%	0,45
	02	3	0,0001%	3,32%	3,33%	0,52
	10	1	0,0000%	3,30%	3,30%	,
350	25	2	0,0001%	2,00%	2,00%	0
	40	4	0,0002%	2,00%	2,00%	0
355	01	7	0,0003%	3,33%	3,33%	0,34
360	01	69	0,0027%	3,95%	4,00%	4,7
375	01	3320	0,1277%	5,94%	6,00%	2,08
395	01	28	0,0011%	3,00%	3,00%	,
	05	1203	0,0463%	3,00%	3,00%	2,3
	10	15	0,0006%	3,02%	3,02%	0,57
	15	706	0,0272%	3,45%	3,03%	23,91
	20	3862	0,1486%	3,58%	3,03%	25,05
400	01	1401	0,0539%	3,99%	4,00%	1,75
405	01	1	0,0000%	4,00%	4,00%	,
410	01	134	0,0052%	5,00%	5,00%	0
415	01	206	0,0079%	6,78%	6,70%	2,35
430	01	50	0,0019%	6,00%	6,00%	0
	02	8	0,0003%	6,00%	6,00%	0
445	01	427	0,0164%	3,97%	4,00%	3,71
450	01	163	0,0063%	3,91%	4,00%	6,15
455	01	11	0,0004%	4,00%	4,00%	0
	02	5	0,0002%	4,00%	4,00%	0
	03	489	0,0188%	4,34%	4,00%	18,67
460	01	1075	0,0414%	4,01%	4,00%	6,68
465	01	12	0,0005%	3,32%	2,86%	17,75
	02	7	0,0003%	4,00%	4,00%	0
480	01	337	0,0130%	3,99%	4,00%	2,47
485	01	444	0,0171%	6,28%	6,67%	18,58
	02	43	0,0017%	6,75%	6,70%	1,84
	03	1800	0,0693%	6,44%	6,67%	15,44
	04	3743	0,1440%	6,64%	6,70%	9,41
	05	846	0,0325%	6,47%	6,70%	14,41
	06	206	0,0079%	6,60%	6,67%	9,64
495	01	347	0,0133%	6,70%	6,67%	5,65
	02	1154	0,0444%	6,83%	6,70%	3,73

		Qtd		Tx_Deprc		
		N	PctN	Mean	Median	CV
	03	1329	0,0511%	6,76%	6,67%	3,95
	04	1021	0,0393%	6,84%	7,00%	3,08
	05	509	0,0196%	6,79%	6,70%	2,2
515	01	2	0,0001%	4,00%	4,00%	0
520	01	467	0,0180%	3,99%	4,00%	2,52
535	01	2294	0,0883%	19,99%	20,00%	2,16
	02	4769	0,1835%	20,00%	20,00%	0
550	01	1	0,0000%	,	,	,
555	01	250	0,0096%	0,00%	0,00%	,
	09	116	0,0045%	0,00%	0,00%	,
595	02	7	0,0003%	2,50%	2,50%	0
605	01	31579	1,2149%	4,00%	4,00%	0,85
	10	24441	0,9403%	10,00%	10,00%	0
	15	19795	0,7616%	20,00%	20,00%	0
610	05	484	0,0186%	3,26%	3,33%	7,06
	10	6	0,0002%	3,00%	3,00%	0
	15	138	0,0053%	3,27%	3,33%	5,56
	20	2	0,0001%	3,30%	3,30%	0
	30	255	0,0098%	3,08%	3,00%	5,42
	35	136	0,0052%	3,28%	3,30%	8,75
	40	747	0,0287%	3,24%	3,30%	8,52
	42	225	0,0087%	3,33%	3,33%	6,47
	45	129	0,0050%	3,50%	3,33%	11,08
	65	53	0,0020%	3,31%	3,33%	10,83
615	01	1595	0,0614%	14,64%	14,29%	10,5
	02	3954	0,1521%	14,57%	14,29%	9,72

Generated by the SAS System ('SASApp', X64_ESRV08) on November 19, 2013 at 12:10:42 PM

DISTRIBUIÇÃO TUC _{infraestrutura}	mediana	3,99%	4,00%
		média	5,07%

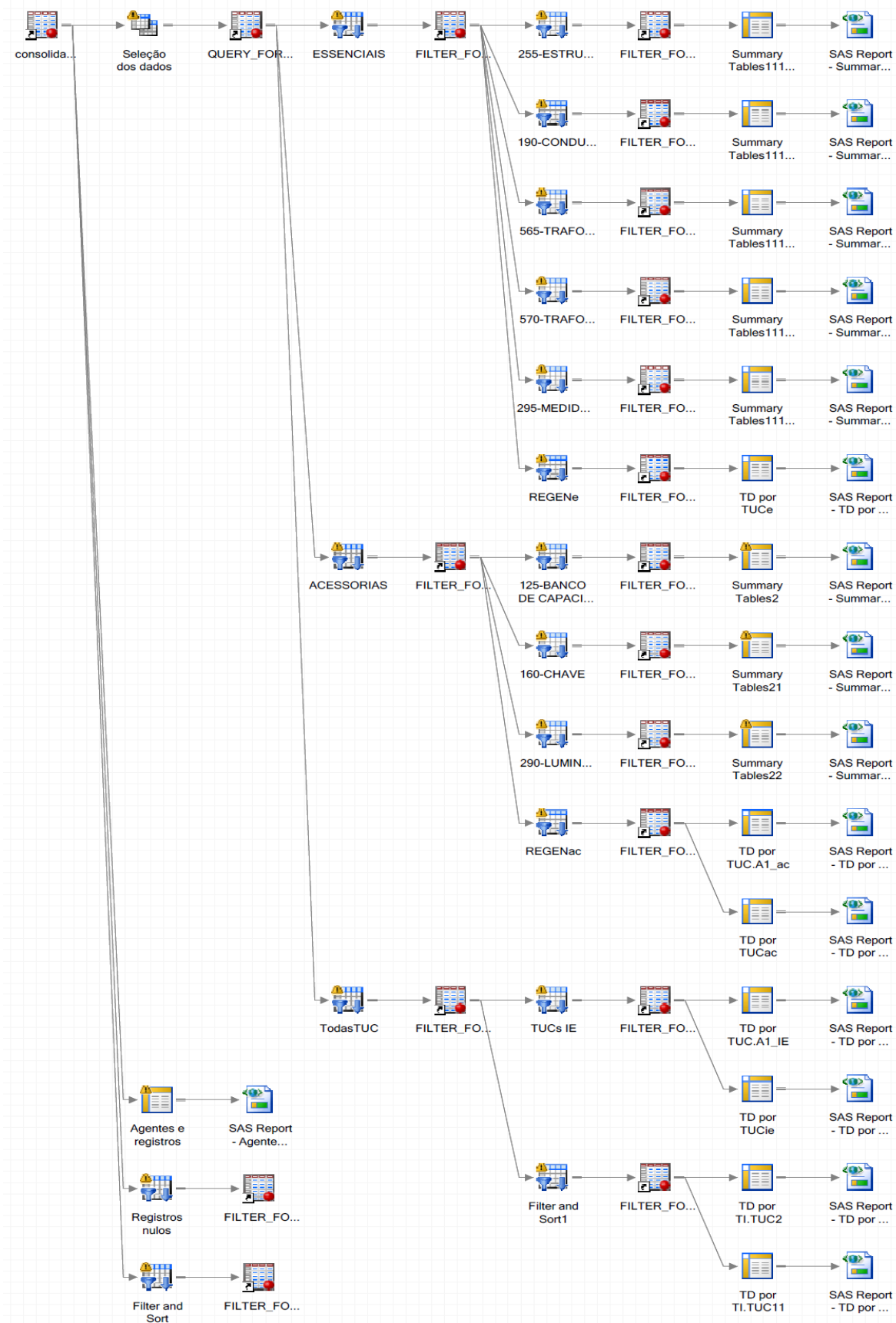


Figura 5-1 – fluxo de projeto de análise estatística gradado no SAS Enterprise Guide