



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE CRÍTICA DA EVOLUÇÃO DA BASE DE
REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA DE CONCESSIONÁRIAS
DE ENERGIA ELÉTRICA DO PAÍS E PROPOSTA DE UM
FRAMEWORK INTEGRADO PARA GESTÃO DE ATIVOS
REGULADOS

Guilherme Ferreira da Mata

Dezembro de 2022

Itajubá - MG



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Guilherme Ferreira da Mata

ANÁLISE CRÍTICA DA EVOLUÇÃO DA BASE DE
REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA DE CONCESSIONÁRIAS DE
ENERGIA ELÉTRICA DO PAÍS E PROPOSTA DE UM
FRAMEWORK INTEGRADO PARA GESTÃO DE ATIVOS
REGULADOS

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Benedito Donizeti Bonatto, Ph.D

Coorientador: Giancarlo Aquila, Ph.D

Dezembro de 2022

Itajubá - MG

AGRADECIMENTOS

Às pessoas que tanto amo, minha esposa Marcela e minha filha Manuela, pelo amor e carinho. Agradeço ainda pela compreensão, estímulo e apoio para a realização deste trabalho.

Aos meus pais, José Maurício e Mirna, pelo exemplo de amor e de dedicação à família e pelo comprometimento na educação dos filhos.

Aos meus orientadores, Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto e Prof. Ph.D. Giancarlo Aquila, pela confiança e paciência. Ambos mestres exemplares que contribuíram em grande parte para a minha formação e me guiaram nesta caminhada.

RESUMO

O setor elétrico brasileiro passa por uma revolução frente aos desafios de modernização, necessidades de investimentos em redes inteligentes, inserção de novas tecnologias e recursos energéticos distribuídos. Neste contexto, é relevante a discussão sobre os mecanismos de estímulo à eficiência dos investimentos realizados pelas concessionárias, bem como a formulação de um arcabouço de práticas e conceitos (*framework*) que contribuam para que as empresas do setor elétrico possam atuar conforme uma estratégia regulatória, capturando os incentivos permitidos, cumprindo com as exigências regulatórias e buscando maximizar os benefícios para a toda a sociedade brasileira, proporcionando transparência e uma maior modicidade tarifária, uma vez que os custos das atividades de distribuição de energia estão diretamente relacionados com a gestão de ativos da empresa. Desta forma, quando se trata de gestão regulatória de ativos, há diversos desafios complexos de serem solucionados ou otimizados. De um lado, o foco das empresas reguladas é garantir o retorno dos investimentos na concessão, e por outro lado, o foco do regulador é garantir que apenas os investimentos prudentes sejam remunerados e, assim, garantir a modicidade tarifária. Este cenário é desafiador para ambos os lados. Apesar da maturidade e evolução conceitual das metodologias existentes para gestão de ativos, a prática cotidiana nas concessionárias, em especial das distribuidoras de energia, debate-se contra uma variedade de abordagens das práticas tradicionais e, principalmente, com a falta de uma abordagem integrada que considere a complexidade do ambiente regulatório, sendo essencial para essas concessionárias o atendimento e a compreensão desse ambiente. Portanto, uma das principais contribuições deste trabalho é a formulação de um *framework* integrado de gestão de ativos regulados para empresas de distribuição. Com base nas exigências regulatórias, no mecanismo de remuneração de investimentos e em práticas adotadas pelas distribuidoras brasileiras, o *framework* proposto unifica práticas e apresenta conceitos e padrões que devem ser adotados considerando a perspectiva regulatória na gestão da sua base de remuneração.

Palavras-chave – Gestão de Ativos, Regulação, Ativos Regulados, Distribuidoras de Energia.

ABSTRACT

The Brazilian electricity sector is going through a revolution in face of modernization challenges, needs for investments in smart grids, insertion of new technologies and distributed energy resources. In this context, it is relevant to discuss the mechanisms to stimulate the efficiency of the investments made by the Electricity Distribution Companies (DisCos), as well as the formulation of practices and concepts (a framework) that help companies in the electricity sector to act. According to a regulatory strategy, capturing the incentives allowed, complying with regulatory requirements and seeking to maximize the benefits for the entire Brazilian society, providing transparency and lower tariff, since the costs of energy distribution activities are directly related to the management of the company's assets. Thus, when it comes to regulatory asset management, there are several complex challenges to be solved or optimized. On one hand, the regulated companies' focus is to increase their remuneration base through investments in the network according to the concession, contracts, and on the other hand, the regulator's focus is to ensure that only prudent investments are remunerated and to guarantee reasonable tariffs. This scenario is challenging for both sides. Despite the maturity and conceptual evolution of the existing methodologies for asset management, the daily practice in concessionaires, especially energy distributors, struggles against a variety of approaches to traditional practices and, mainly, with the lack of an integrated approach that takes into account the complexity of the regulatory environment, and it is essential for these concessionaires to meet and understand this environment. One of the main contributions of this work is the formulation of an integrated regulatory asset management framework for distribution companies. Based on regulatory requirements, the investment remuneration mechanism and practices adopted by Brazilian distributors, the proposed framework unifies practices and presents concepts and standards that must be adopted considering the regulatory perspective in the management of their remuneration base.

Keywords – Asset Management, Regulation, Regulated Assets, Electricity Distribution Companies.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	II
<i>ABSTRACT</i>	III
SUMÁRIO	IV
LISTA DE FIGURAS	VI
LISTA DE TABELAS	VIII
LISTA DE SIGLAS	9
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA.....	1
1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO.....	4
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	5
2. GESTÃO REGULATÓRIA DE ATIVOS	7
2.1. CONCEITO DE GERENCIAMENTO DE ATIVOS.....	7
2.2. GERENCIAMENTO DE ATIVOS E A PERSPECTIVA REGULATÓRIA.....	9
3. EVOLUÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS.....	13
3.1. EVOLUÇÃO DA BRR LÍQUIDA EM 10 ANOS CONSIDERANDO UMA DISTRIBUIDORA EQUIVALENTE BRASIL	15
3.2. ANÁLISE DOS CASOS ATÍPICOS DE AUMENTO DA BRR	17
3.3. ANÁLISE DE EVOLUÇÃO DA BRR POR CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA	19
3.4. ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DA BRR EM RELAÇÃO AOS INVESTIMENTOS REALIZADOS.....	20
3.5. ANÁLISE DA BASE DE DADOS GEOGRÁFICA DAS DISTRIBUIDORAS (BDGD)	23
3.6. CONSIDERAÇÕES SOBRE AS ANÁLISES	26
4. FRAMEWORK INTEGRADO PARA GESTÃO DE ATIVOS REGULADOS ...	28
4.1. INCENTIVOS REGULATÓRIOS E IDENTIFICAÇÃO DE VALOR	30
4.2. GESTÃO INTEGRADA DA INFORMAÇÃO	35
4.3. ACOMPANHAMENTO E CONTROLE DO CICLO DE VIDA DOS ATIVOS	38

4.3.1. COMPETÊNCIAS, INDICADORES E ENTREGAS REGULATÓRIAS.....	40
4.4. GESTÃO DA BRR.....	45
5. CONCLUSÕES GERAIS.....	49
5.1. CONTRIBUIÇÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	49
5.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	50
5.3. ARTIGOS PUBLICADOS	51
ANEXO I – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA.....	53
ANEXO II – INVESTIMENTOS	61
ANEXO III – DADOS DE MERCADO	64
ANEXO IV – DADOS DA BDGD	70
REFERÊNCIAS	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 - Mecanismo de remuneração da base de ativos	2
Figura 1-2 - Antagonismo entre os interesses público e privado.....	3
Figura 2-1 - Definição de Gestão de Ativos	8
Figura 2-2 - Princípios e atributos da gestão de ativos.	8
Figura 3-1 - Exemplo fluxograma da Base de Remuneração Regulatória.	13
Figura 3-2 -Efeito da revisão sobre a remuneração do capital na EQTL-PI em 2020. Fonte: [33].....	14
Figura 3-3 - Evolução da BRR Líquida entre 2011 e 2021.....	16
Figura 3-4 – Dados da amostra utilizada para analisar a variação do consumo anual, quantidade de unidade consumidoras e BRR.....	17
Figura 3-5 - Distribuidoras com maiores aumentos de BRR ente 2011 e 202.	18
Figura 3-6 - Aumento médio da BRR entre ciclos de revisão	19
Figura 3-7 - Evolução esperada da BRR entre ciclos.	20
Figura 3-8 - Evolução atípica da BRR entre ciclos.....	20
Figura 3-9 - Comparação entre BRR e investimentos.....	21
Figura 3-10 - Gráfico de Dispersão da comparação entre investimentos e BRR... ..	22
Figura 3-11 - Média de investimento por unidade consumidora.....	22
Figura 3-12 - Aumento Percentual Médio de Ativos de Rede, Consumo de Energia e Quantidade de Consumidores.	23
Figura 3-13 - Quantidade de ativos imobilizados por ano para uma distribuidora equivalente Brasil.....	24
Figura 3-14 - Exemplos de distribuidoras com evolução da quantidade de medidores imobilizados por ano com aumentos expressivos.....	25
Figura 3-15 - Exemplos de distribuidoras com evolução da quantidade de medidores imobilizados por ano com comportamento linear.....	25
Figura 3-16 - Exemplos de distribuidoras com evolução da quantidade de transformador de distribuição imobilizados por ano.....	26
Figura 4-1 - Representação do <i>framework</i> de gestão de ativos regulados	29

Figura 4-2 - Melhoria no DEC Global em horas por ano. Fonte: Adaptado de [37]	33
Figura 4-3 - Melhoria no FEC Global por ano. Fonte Adaptado de [37]	34
Figura 4-4 - Competências propostas pelo <i>framework</i> de gestão de ativos regulados.	40
Figura 4-5 - Processo de elaboração do laudo de avaliação. Fonte: ANEEL	44
Figura 4-6 - Objetivos regulatórios, competências organizacionais, atividade e processos que devem ser desenvolvidos pelas distribuidoras.....	46
Figura 4-7 - ROI x Tarifa Média de Aplicação Residencial - Equatorial PI	47
Figura 4-8 -ROI x Tarifa Média de Aplicação Residencial – Amazonas Energia....	47
Figura 4-9 - ROI x Tarifa Média de Aplicação Residencial – CPFL Paulista.....	47
Figura 4-10 - ROI x Tarifa Média de Aplicação Residencial – CPFL Piratininga....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Distribuidoras consideradas na análise.....	15
Tabela 2 - Distribuidoras que não foram consideradas.....	15
Tabela 3 - Base de Remuneração Regulatórias das Distribuidoras. Fonte: [45] e [46]	53
Tabela 4 - BRR Líquida por ano reajustada pelo IPCA. Fonte: [45] e [46].....	58
Tabela 5 - Dados de investimentos entre 2011 e 2021. Fonte: [36] e [35].....	61
Tabela 6 - Informações de consumo por ano. Fonte: SAMP	64
Tabela 7 - Número de Unidade Consumidoras. Fonte SAMP.....	67
Tabela 8 - Comparação da quantidade de equipamentos da BDGD de 2017 e 2021	70
Tabela 9 - Quantidade de medidores imobilizados por ano. Fonte BDGD 2021....	80
Tabela 10 - Quantidade de transformador de distribuição imobilizados por ano Fonte BDGD 2021.....	84

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDGD	<i>Base de Dados Geográfica da Distribuidora</i>
BRR	<i>Base de Remuneração Regulatória</i>
BRRl	<i>Base de Remuneração Regulatória Líquida</i>
BRRb	<i>Base de Remuneração Regulatória Bruta</i>
COM	Componentes Menores
CA	Custos Adicionais
CP	<i>Consulta Pública</i>
DEC	<i>Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora</i>
FEC	<i>Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora</i>
SIG	<i>Sistemas de Informação Geográfica</i>
IEDs	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
MCSE	<i>Manual de Contabilidade do Setor Elétrico</i>
MCPSE	<i>Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico</i>
PRORET	<i>Procedimentos de Revisão Tarifária</i>
QRR	<i>Quota de Reintegração</i>
RC	<i>Remuneração do Capital</i>
RTP	<i>Revisão Tarifária Periódica</i>
SAMP	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação
TUC	<i>Tipo de Unidade de Cadastro</i>
UC	<i>Unidade Consumidora</i>

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA

O setor elétrico de um país é um dos mais importantes para determinar o seu crescimento e a qualidade de vida de seus habitantes, uma vez que a energia elétrica é um bem de consumo essencial. Desta forma, o fornecimento de energia elétrica e as tarifas cobradas pela prestação deste serviço público tem impactos significativos na economia com influência sobre a população, a indústria e a dinâmica do país.

A formação das tarifas brasileiras de energia elétrica envolve uma série de procedimentos [1] e regulamentações, sendo papel da ANEEL estabelecer e revisar os métodos adotados e, por se tratar de um monopólio natural, determinar tarifas justas para consumidores e concessionárias, em um patamar próximo aos preços que seriam encontrados em um mercado com livre concorrência. Através do mecanismo de revisão tarifária periódica (RTP), os custos e ganhos dos agentes são avaliados pelo regulador e define-se um preço-teto da tarifa, através da alocação dos custos não gerenciáveis (Parcela A) e gerenciáveis (Parcela B) [2].

Uma das metodologias envolvidas no cálculo das tarifas é a remuneração do capital investido pelas distribuidoras que é o resultado da aplicação do custo de capital estimado para a atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil sobre o valor do investimento a ser remunerado, definido como base de remuneração regulatória (BRR), conforme mostrado na Figura 1-1. Essa base corresponde ao valor dos ativos prudentes (máquinas e equipamentos; terrenos e servidões; edificações, obras civis e benfeitorias) necessários para prestar o serviço de distribuição [3]. Desta forma, as políticas de gestão dos ativos, bem como a tomada de decisão sobre os investimentos a serem realizados na rede elétrica, impacta diretamente na BRR e, conseqüentemente, na remuneração do capital e nas tarifas pagas pelos consumidores.

Sendo a BRR um dos principais componentes da revisão tarifária, impactando consumidores e concessionárias, há na literatura publicações com diversos temas relacionados à BRR: desde o modelo de preço teto [4], [5], discussão sobre a taxa

de remuneração, que serve de parâmetro econômico para os investimentos no setor, como nos trabalhos desenvolvidos por [6], [7]; discussão de mecanismos de estímulo a investimentos eficientes, conforme tratado pela ANEEL [8], [9]; avaliação da base de ativos para cálculo das tarifas públicas [10]; e, temas relacionados à utilização de banco de preços referenciais e ampliação da regulamentação dos investimentos eficientes, como tratado na tomada de subsídios ANEEL 002/2022 [11].

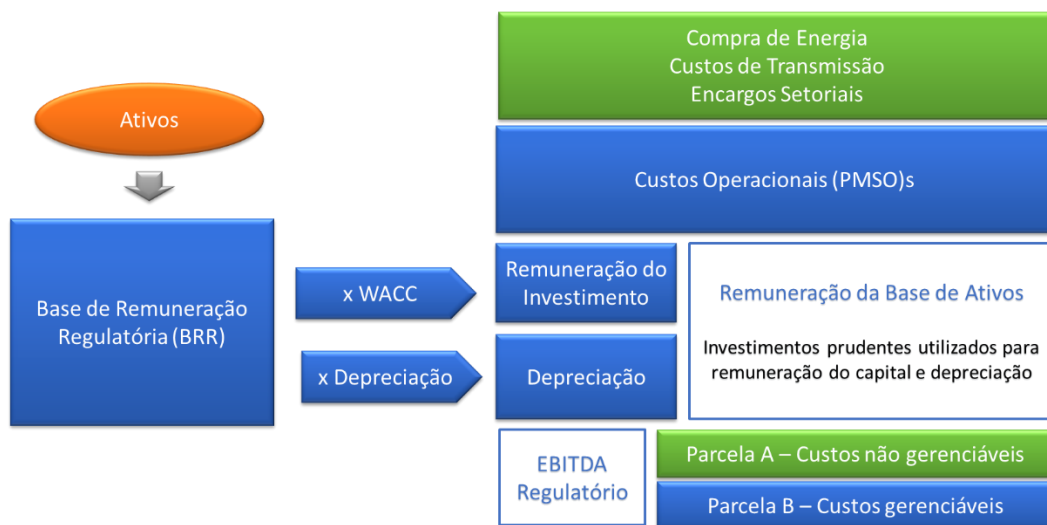


Figura 1-1 - Mecanismo de remuneração da base de ativos

Entretanto, apesar dos esforços e reformas no setor elétrico para implementar um modelo regulatório que garanta o equilíbrio entre a remuneração dos investidores, estimule a eficiência setorial e preserve os interesses dos consumidores e da sociedade como um todo, com tarifas justas, ainda é um grande desafio para o regulador controlar a eficiência das distribuidoras em promover investimentos prudentes, dado o antagonismo entre os interesses públicos e privado ilustrado na Figura 1-2, a necessidade de garantir a atratividade de investimentos e a segurança jurídica do setor elétrico.

Cortez et al. [12] mostra que analisando 52 das distribuidoras brasileiras, 74% investem mais que o necessário para prover os serviços ao consumidor (superinvestidas). Essa constatação é esperada, uma vez que, realizar investimentos na concessão e aumentar a BRR aumenta a remuneração do capital e os ganhos do investidor. Desta maneira, o atual modelo de remuneração é um risco à modicidade tarifária em relação à necessidade do volume de capital investido [13].

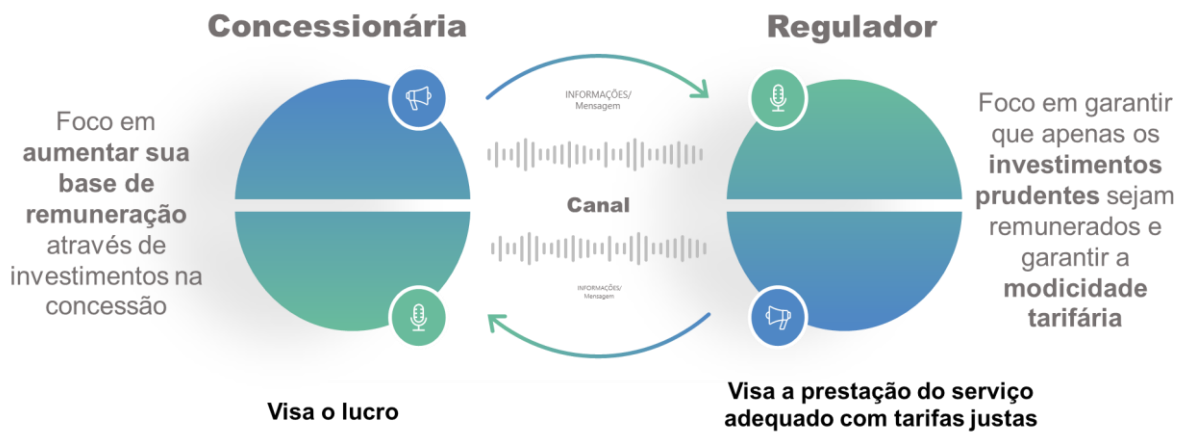


Figura 1-2 - Antagonismo entre os interesses público e privado

Por outro lado, o modelo de remuneração busca garantir a atratividade de investimentos para o setor no longo prazo e contribui com a confiabilidade da rede e sustentabilidade, com o combate a perdas e universalização, incentiva automação da rede, que reflete em redução dos custos operacionais e conseqüentemente em tarifas menores. Ou seja, considerando o mecanismo atual de remuneração no segmento de distribuição, encontra-se um cenário onde, de um lado, o foco das empresas reguladas é garantir a remuneração dos investimentos na concessão, aumentando a base de remuneração, e por outro lado, o foco do regulador é garantir que apenas os investimentos prudentes sejam remunerados e, assim, garantir a modicidade tarifária.

Neste contexto, a adoção de práticas de gestão de ativos com uma abordagem regulatória contribui para que se tenha mais clareza nos investimentos e seu retorno, considerando o modelo regulatório vigente. Para as distribuidoras é fundamental terem visibilidade do reconhecimento e mensuração dos investimentos realizados e a sua depreciação, quando cabível. Para o regulador é importante cada vez mais reduzir a assimetria de informação que impacta na atuação estratégica e na tomada de decisão. [14].

Como o setor passa por uma revolução frente aos desafios de modernização, necessidade de novos investimentos em redes inteligentes, inserção de novas tecnologias e recursos energéticos distribuídos, torna-se relevante a discussão sobre os mecanismos de estímulo à eficiência dos investimentos realizados pelas conces-

sionárias, bem como a formulação de práticas e conceitos (*framework*) que contribuam para diminuir a assimetria de informação entre concessionárias e o órgão regulador, para que as concessionárias possam atuar conforme uma estratégia regulatória, capturando os incentivos permitidos, cumprindo com as exigências previstas e maximizar os benefícios para a toda a sociedade brasileira, proporcionando transparência e a busca por uma maior modicidade tarifária.

Devido à relevância do tema e a necessidade de melhorias no processo regulatório, algumas iniciativas estão sendo tratadas pela ANEEL na agenda regulatória 2022, como a revisão do Submódulo 2.3 do PRORET - Base de Remuneração Regulatória, que teve início com a tomada de subsídio ANEEL nº 02/2022 [11]. Temas como aprimoramento da metodologia de cálculo e atualização do custo médio ponderado do capital (WACC), dadas as tendências de volatilidade observadas pós pandemia; remuneração dos investimentos em novas tecnologias na rede de distribuição, incluindo medição inteligente; regulação para a expansão dos recursos energéticos distribuídos, incluindo armazenamento e serviços ancilares; e a continuidade da revisão do Submódulo 2.3 do Proret, foram sugeridos para serem inseridos na agenda regulatória de 2023 e 2024 dado a relevância e importância desses temas para promover uma modernização e adequabilidade da regulamentação setorial.

1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Na literatura, o tema gestão de ativos é amplamente abordado na perspectiva de gestão da infraestrutura crítica e conformidade técnica, inclusive com diversos padrões internacionais já estabelecidos. Entretanto, são poucas as pesquisas que incluem a perspectiva regulatória para tomada de decisão de investimentos e manutenção de ativos.

Uma das principais contribuições deste trabalho é, portanto, a análise crítica da evolução da base de remuneração regulatória de concessionárias de energia elétrica do país, a qual evidencia a necessidade de melhorias no processo, e a formulação de um *framework* integrado de gestão de ativos regulados para empresas de distribuição. Com base nas exigências regulatórias, no mecanismo de remuneração de investimentos e em práticas adotadas pelas distribuidoras brasileiras, o *framework* proposto unifica práticas e apresenta conceitos e padrões que podem

ser adotados, considerando a perspectiva regulatória na gestão da sua base de remuneração.

Embora as distribuidoras de energia ainda não sejam obrigadas a adotarem uma metodologia ou estabelecer um plano de gestão regulatória de ativos, os envios ordinários e extraordinários de dados estabelecidos pela ANEEL, como por exemplo a base de dados geográfica das distribuidoras (BDGD), o manual de controle patrimonial (MCPSE), os procedimentos de revisão tarifária (PRORET) e, práticas de fiscalização, têm incentivado as empresas a melhorarem seus processos de gestão de ativos, uma vez que esses mesmos dados são utilizados para garantir a remuneração do capital investido, que é o centro do negócio das concessionárias.

Desta forma, além de contribuir com as concessionárias de energia, inserindo nas práticas de gestão de ativos a perspectiva regulatória, espera-se também, que o *framework* possa subsidiar melhorias nos procedimentos regulatórios, a fim de reduzir a assimetria de informação e permitir um acompanhamento contínuo da evolução da base de ativos das distribuidoras, contribuindo para o equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação divide-se em cinco capítulos, além dos anexos que são apresentados na parte final:

1. Introdução;
 2. Gestão de Ativos Regulados;
 3. Análise da evolução da base de remuneração das distribuidoras
 4. *Framework* integrado para gestão de ativos regulados
 5. Conclusões Gerais;
- Anexos.

O capítulo introdutório tem como finalidade a contextualização do tema, fornecendo um panorama geral. Além disso, exibe-se os objetivos e principais contribuições da dissertação, que motivaram e justificaram o estudo do tema proposto.

O segundo capítulo tem a função de expor os principais conceitos referentes

à gestão de ativos e gestão de ativos regulados, apresentando uma revisão bibliográfica sobre o tema.

No terceiro capítulo apresenta-se uma análise da evolução da BRR das distribuidoras brasileiras nos últimos dez anos. Baseados nos dados disponibilizados pela ANEEL, faz-se uma avaliação histórica da base de remuneração com objetivo de entender a dinâmica da BRR das concessionárias no período e os casos atípicos. Esse capítulo traz também, evidências da necessidade da adoção de boas práticas de gestão de ativos regulados.

O quarto capítulo apresenta o *framework* integrado para gestão de ativos regulados.

O quinto capítulo apresenta as conclusões e as considerações finais desta dissertação. Por fim, o trabalho exhibe quatro anexos que são os dados utilizados nas análises da BRR, dados de investimentos, dados de mercado e da BDGD.

2. GESTÃO REGULATÓRIA DE ATIVOS

2.1. CONCEITO DE GERENCIAMENTO DE ATIVOS

O setor elétrico tem sido desafiado ao longo das últimas décadas a buscar a eficiência em suas operações, reduções de custos, melhoria de resultados e entrega de mais qualidade do produto aos seus clientes.

A competência de gerenciamento de ativos tornou-se parte importante das concessionárias, juntando as questões técnicas de expansão, utilização e manutenção dos ativos com a questão regulatória, de orçamento e de custos. A efetiva implementação da gestão de ativos requer uma abordagem interdisciplinar que permite à empresa maximizar o valor e atingir seu objetivo estratégico através da gestão de seus ativos em seu ciclo de vida completo [15]. Isso inclui a determinação da aquisição e implantação de ativos apropriados, como operá-los e mantê-los corretamente e a adoção de opções para que eles sejam remanufaturados ou retirados de forma correta.

Diversos autores utilizam termos diferentes para conceituar o gerenciamento de ativos, conforme abordado por [15],[16] e [17], entrando, a gestão de ativos (no contexto de ativos físicos, em vez de ativos financeiros) é geralmente definida como um processo sistemático e estruturado que cobre toda a vida dos ativos físicos para apoiar as estratégias de entrega da organização. O principal objetivo principal da gestão de ativos é permitir que uma organização atinja seus objetivos eficientemente e efetivamente. Na prática, a gestão de ativos é o processo que serão definidas as políticas de operação e manutenção dos equipamentos, desde a sua aquisição, até o momento mais adequado para a sua substituição [18].

De acordo com o instituto de gestão de ativos (IAM), que é uma organização profissional internacional dedicada a profissionais de gestão de ativos e que desenvolve conhecimento e melhores práticas de gerenciamento de ativos, a gestão de ativos é o conjunto coordenado de atividades que uma organização intensiva em ativos utiliza para extrair valor dos seus ativos, relacionadas às práticas como gestão de investimentos em capital (CAPEX, do inglês *capital expenditure*) e custos operacionais (OPEX, do inglês *operational expenditure*), análise de riscos, performance

esperada dos ativos e retorno dos investimentos (ROI, do inglês *return of investments*) [19].

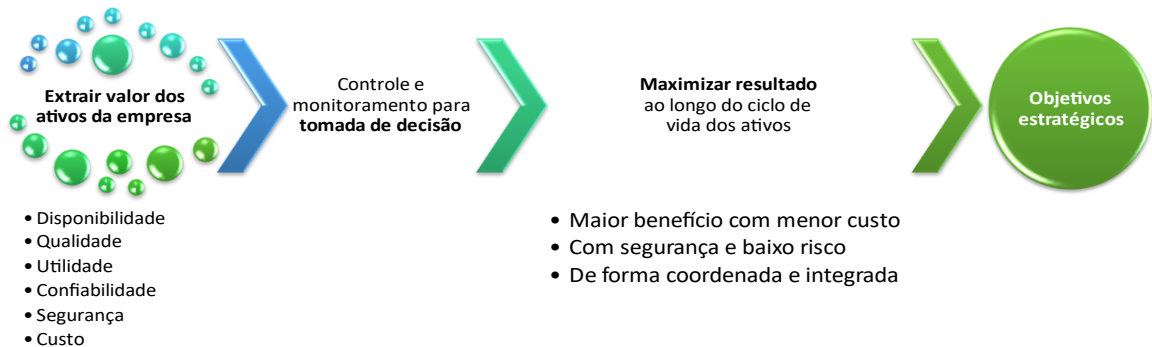


Figura 2-1 - Definição de Gestão de Ativos

Na literatura, o tema gestão de ativos é amplamente abordado na perspectiva de gestão da infraestrutura crítica e conformidade técnica. Padrões internacionais foram estabelecidos pela especificação pública PAS 55-1[20] que resultou no padrão ISO5500x [21]. A norma ISO 55000 apresenta uma visão geral do assunto e define princípios e terminologia; a ISO 55001 estabelece os requisitos de um sistema de gestão de ativos; a ISO 55002 fornece orientação adicional para a aplicação da ISO 55001. Estas normas estabelecem padrões e práticas recomendadas em todas as fases do ciclo de vida dos ativos, desde a aquisição, operação e manutenção até a alienação, como também, princípios importantes a serem adotados pelas organizações, conforme mostrados na Figura 2-2.



Figura 2-2 - Princípios e atributos da gestão de ativos.

Fonte: Adaptado da PAS 55-1:2008 [20].

Abordando esses princípios, pesquisas com empresas do setor de energia foram realizadas e publicadas pela *International Electrotechnical Commission* (IEC), buscando contribuir para estabelecer padrões das práticas de gestão de ativos [22]. Na perspectiva de manutenção, Henderson et al. [23] aborda a gestão de ativos como um investimento que melhorará todos os aspectos da sustentabilidade em um ambiente de negócios cada vez mais competitivo, em vez de uma visão tradicional de manutenção. Um *framework* para planejamento de investimento considerando dados de ativos, análise de risco e previsão da degradação da condição operativa do ativo, utilizando *Semi-Markov* foi proposto por Johnson et al. [24]. Na perspectiva de uma visão integrada, utilizando informações de diversos sistemas, Rui [25] aborda a necessidade de melhoria nas informações para suportar sistemas de gestão de ativos em redes inteligentes e propõe um *framework* utilizando um modelo comum de informação (CIM). Mansour et al. [26] propõem uma visão integrada de gestão de ativos, com uma arquitetura de tecnologia para permitir essa integração, utilizando como exemplo uma concessionária de transmissão do Canadá. Abordando a perspectiva de estratégia, Gavrikova et al. [27] realizaram uma revisão sistemática da literatura existente dedicada precisamente aos aspectos estratégicos da gestão de ativos.

É amplamente reconhecido que a gestão eficaz de ativos requer uma abordagem interdisciplinar, na qual devem existir sinergias entre disciplinas tradicionais, como: contabilidade, engenharia, finanças, humanidades, logística e tecnologias de sistemas de informação [17]. Considerando as concessionárias de energia e a atuação em um ambiente regulado, deve-se considerar também a perspectiva regulatória como uma importante disciplina organizacional.

2.2. GERENCIAMENTO DE ATIVOS E A PERSPECTIVA REGULATÓRIA

Em um ambiente regulado, essas as práticas de gestão de ativos tornam-se ainda mais complexas, pois é necessário considerar o ambiente regulatório, caracterizado por: exigências e restrições; conhecimento dos incentivos; metas contractu-

ais; e, as normas de atendimento, impostas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que têm o objetivo de promover o equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico.

Diante do cenário de aumento do rigor regulatório e pressão para redução de custos, em continuidade com a garantia de confiabilidade do sistema, satisfação do consumidor e modicidade tarifária, a competência em gestão de ativos torna-se essencial para essas empresas intensivas em ativos [28]. A otimização e eficiência no gerenciamento de ativos permite que as distribuidoras possam adotar ou expandir o uso de novas tecnologias, como automação avançada, previsão de falhas e novas configurações de projeto de alimentadores, e reduzir custos com base em critérios claros e objetivos [29] uma vez que tal competência desenvolveria métodos, ferramentas de apoio à decisão e informações essenciais aos negócios.

Apesar da vasta literatura sobre o tema gestão de ativos, não se encontra pesquisas que abordam a perspectiva regulatória como um fator relevante na tomada de decisão de investimentos e manutenção de ativos, sendo que em geral, essas decisões consideram atributos técnicos de condições dos ativos, análise financeira ou definições estratégicas.

Por estar inserido em um mercado regulado, além das práticas tradicionais que abordam a perspectiva de engenharia, técnica e financeira, faz-se necessário, uma abordagem que possibilite que o ciclo de vida dos ativos possa ser gerido incluído a perspectiva regulatória, de forma que permita às empresas do setor capturar incentivos de eficiência dentro da conformidade regulatória e promover o bem-estar social com a prestação do serviço de forma eficiente.

Quando se insere a abordagem regulatória na gestão de ativos, são diversos os desafios enfrentados: para o regulador, a experiência prática mostra que as maiores dificuldades residem na regulação das despesas de capital (investimentos prudentes), que correspondem em grande parte a ativos de rede de longa duração e assimetrias de informação [30]. Para as distribuidoras citam-se os seguintes desafios:

- área técnica com deficiência de conhecimento nos conceitos de contabilidade regulatória de ativos;
- alocação de custos com visão estritamente operacional;

-
- ausência de clareza de critérios para alocação de custos (despesas x investimentos);
 - ausência de padronização e critério na contabilização de ativos;
 - ausência de vinculação entre os sistemas de cadastro físico e contábeis;
 - falta de integração entre os sistemas e processos de gestão de ativos que promovam as decisões de investimentos orientadas para redução de custos operacionais e a remuneração do investimento durante a vida útil do ativo;
 - falta de visibilidade da remuneração e retorno do capital investido (projeção da BRR);
 - falta de visibilidade de impactos dos incentivos regulatórios como, redução das perdas totais e melhorias nos indicadores de qualidade e redução dos custos operacionais nos projetos de expansão, melhorias e manutenção.

Desta forma, a gestão regulatória de ativos tem por objetivos principais:

- dar visibilidade da evolução da BRR para todos os agentes do setor continuamente e não somente durante os processos de revisão tarifária;
- estabelecer práticas e processos de gestão do ciclo de vida do ativo, a fim de garantir a remuneração da base de ativos;
- orientar a tomada de decisão para promover investimentos eficientes e captura de possíveis incentivos regulatórios;
- aprimorar o controle das informações com o objetivo de maximizar o uso das informações e exigências regulatórias;
- buscar excelência na conformidade regulatória e conseqüentemente estabelecer confiança com o órgão regulador.

A regulação não deve estar pautada em simplesmente estimular a inovação de forma geral e irrestrita, mas sim em oferecer os incentivos corretos que permitam à distribuidora tomar a decisão mais efetiva para atingimento de suas metas e mais eficiente em relação aos seus custos [13]. Desta forma, o alinhamento da gestão de ativos técnica-operacional e regulatória com o plano estratégico da empresa torna-

se essencial para gerenciar o ativo imobilizado em serviço (AIS) do setor de distribuição de forma a agregar e entregar valor para todos os stakeholders.

Além disso, é importante para as distribuidoras estabelecerem processos que irão melhorar sua eficiência e conseqüentemente redução das tarifas. Os contratos de concessão [31] estabelecem que a regulação da ANEEL deve definir a Parcela B com base em estímulos à eficiência e de forma comparativa, visando assim a modicidade tarifária. A versão contratual mais recente estabelece que a metodologia de valoração da BRR deverá conter, quando cabível, mecanismos de estímulo a investimentos eficientes, tais como análise de eficiência, que levará em consideração o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis e as características da área de concessão. Diante deste cenário, a gestão regulatória de ativos e a estratégia regulatória se tornam competências essenciais para distribuidoras e transmissoras de energia elétrica do país.

3. EVOLUÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS

A BRR – Base de Remuneração Regulatória corresponde ao conjunto dos ativos, físicos ou intangíveis, oriundos dos investimentos prudentes, necessários para a prestação do serviço público de distribuição de energia. Sua correta definição permite gerar os incentivos necessários para a sustentabilidade do serviço e a definição de uma tarifa justa e razoável.

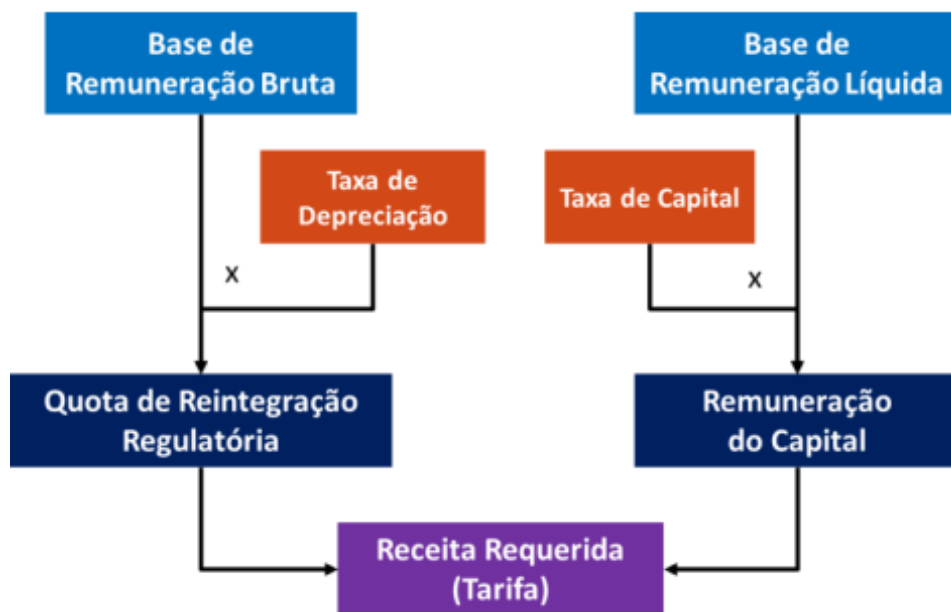


Figura 3-1 - Exemplo fluxograma da Base de Remuneração Regulatória.

Fonte: [32]

A BRR é a base para o cálculo da remuneração de capital (RC) investido pela distribuidora, bem como da quota de reintegração regulatória (QRR), conforme mostrado na Figura 3-1 e, portanto, quanto maior for o montante de investimentos realizados em redes de distribuição de energia elétrica, maior é sua perspectiva de retorno.

Um caso extraordinário que ilustra essa situação ocorreu na revisão tarifária da Equatorial Piauí (EQTL-PI) em 2020. A EQTL-PI, antiga CEPISA, que foi adquirida pelo grupo Equatorial em 2018, passou por uma revisão extraordinária em 2020. Nesta revisão, adotou-se a estratégia de reavaliação completa da base de remuneração regulatória da concessionária, e não somente a base incremental como padrão dos processos.

Os resultados à respeito da remuneração do capital aumentaram 1044% em relação aos valores anteriores existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de 12,24%. A situação adveio principalmente do aumento da base líquida em decorrência da reavaliação completa da base de remuneração regulatória da concessionária, em observância ao contrato de concessão. Além disso, as obrigações especiais que não eram remuneradas no 3º ciclo de revisões tarifárias (última revisão da distribuidora), passaram ser remuneradas a partir do 4º ciclo e estão contempladas nesta revisão [33].

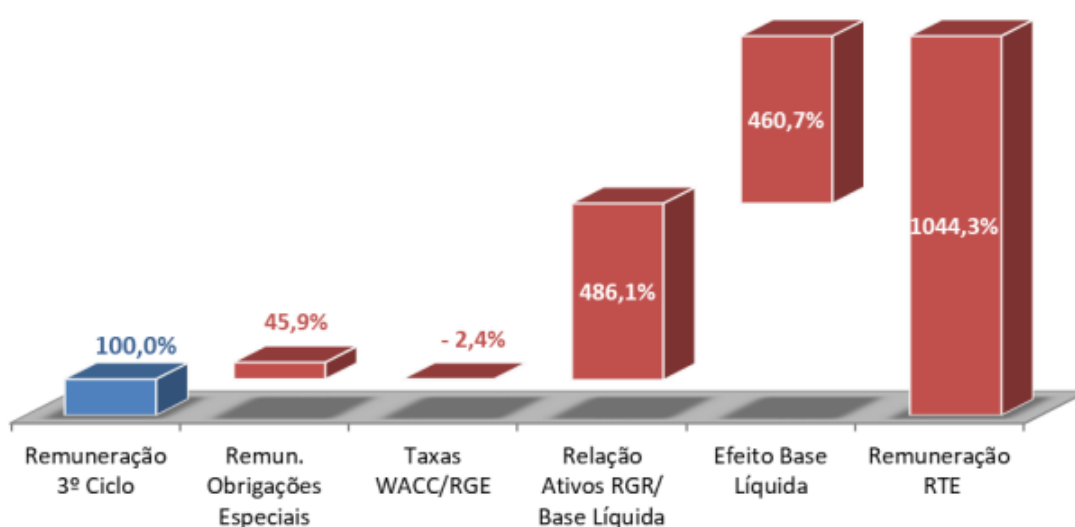


Figura 3-2 -Efeito da revisão sobre a remuneração do capital na EQTL-PI em 2020. Fonte: [33]

Especificamente em relação a remuneração de capital, esse aumento expressivo dessa parcela não se deve somente aos investimentos realizados. Isso ocorreu devido à estratégia adotada pela Equatorial, às atividades de controle da base de ativos e, principalmente, pela realização do inventário de ativos em campo. Vale ressaltar que este caso, é uma situação atípica e extraordinária, uma vez que a antiga CEPISA não mantinha o controle dos ativos e com a privatização, passou-se a utilizar processos e sistemas para cadastrar a base de ativos, além de realizar a avaliação completa da base na revisão extraordinária.

Para avaliar a evolução da BRR de uma maneira geral, avaliou-se a base de remuneração de 108 concessionárias e permissionárias de energia entre os anos de 2011 e 2021, dados apresentados no Anexo I – Base de Remuneração Regulatória.

Realizou-se as seguintes análises: evolução da BRR líquida em 10 anos, considerando uma distribuidora equivalente Brasil; análise dos casos atípicos com maiores aumentos em relação à média; análise de evolução da BRR por ciclo de revisão tarifária; análise da evolução da BRR em relação aos investimentos realizados; e, análise da base de dados geográfica das distribuidoras (BDGD).

3.1. EVOLUÇÃO DA BRR LÍQUIDA EM 10 ANOS CONSIDERANDO UMA DISTRIBUIDORA EQUIVALENTE BRASIL

Para formar uma distribuidora equivalente Brasil e comparar com a evolução do consumo e número de consumidores considerou-se 62 distribuidoras, sendo que foram consideradas as empresas que passaram por mais de um ciclo de revisão. A Tabela 1 lista as concessionárias e permissionárias que foram utilizadas no estudo e a e Tabela 2 lista as distribuidoras não consideradas.

Tabela 1 - Distribuidoras consideradas na análise

Distribuidoras consideradas no estudo					
AmE	CERRP	CPFL Paulista	EFLJC	ENEL SP (ELETRO-PAULO)	HIDROPAN
CEDRAP	CETRIL	CPFL Piratininga	EFLUL	ENF	LIGHT
CEEE-D	CFLO	CPFL Santa Cruz	ELEKTRO	EPB	MUXENERGIA
CELESC-DIS	CHESP	CPFL Sul Paulista	ELETROCAR	Equatorial AL (CEAL)	NEOENERGIA BRÁSILIA (CEB-DIS)
CELPE	CNEE	DCELT (IENERGIA)	ELFSM	Equatorial MA (CEMAR)	RGE (RGE SUL)
CEMIG-D	COCEL	DEMEI	EMG	EQUATORIAL PA (CELPA)	RRE (RORAIMA ENERGIA)
CERAL	COELBA	DMED	EMS	Equatorial PI (CEPISA)	SULGIPE
CERCOS	COOPERALIANÇA	EBO	EMT	ERO (CERON)	UHENPAL
CERIM	COPEL-DIS	EDEVP	ENEL CE	ESE	
CERIS	COSERN	EDP SP	ENEL GO (CELG-D)	ETO	
CERNHE	CPFL Leste Paulista	EEB	ENEL RJ	FORCEL	

Tabela 2 - Distribuidoras que não foram consideradas

Distribuidoras não consideradas no estudo			
CEA	CEREJ	CERPALO	COOPERMILA
CEDRI	CERES	CERPRO	COOPERNORTE
CEGERO	CERFOX	CERSUL	COOPERSUL
CEJAMA	CERGAL	CERTAJA	COOPERZEM
CELETRO	CERGAPA	CERTHIL	COORSEL
CEMIRIM	CERGRAL	CERTREL	COPREL
CEPRAG	CERILUZ	CERVAM	CRELUZ-D
CERAÇÁ	CERIPA	CODESAM	CRERAL
CERAL DIS	CERMC	COOPERA	EDP ES

CERBRANORTE	CERMISSÕES	COOPERCOCAL	ESS
CERCI	CERMOFUL	COOPERLUZ	

Para realizar a evolução entre 2011 e 2021, os valores da BRR Líquida calculado nas revisões tarifárias foram reajustados pelo IPCA nos anos de reajuste e o resultado é apresentado na Figura 3-3. Os dados utilizados foram disponibilizados na Tabela 4 do Anexo I – Base de Remuneração Regulatória.

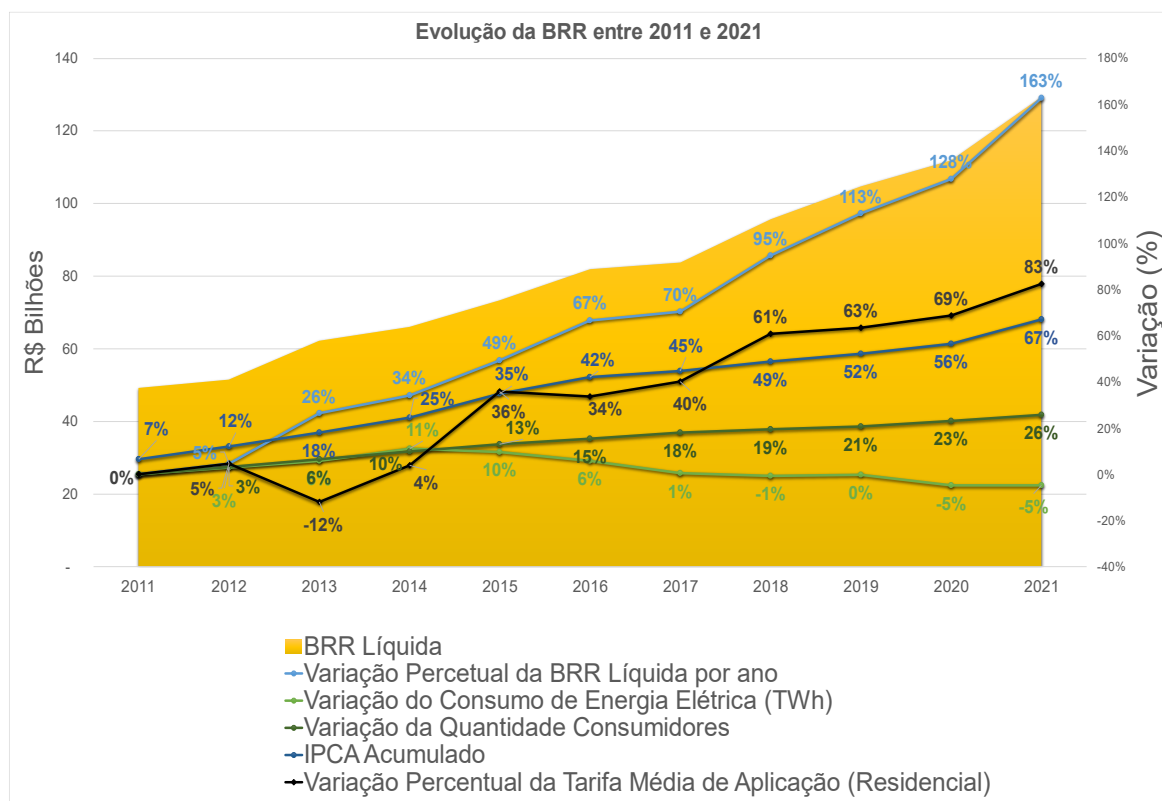


Figura 3-3 - Evolução da BRR Líquida entre 2011 e 2021.

Observa-se que a BRR Líquida teve uma variação de 163% no período, o número de unidades consumidoras (mercado cativo) apresentou aumento de 26%, a tarifa média residencial variou 83% e o consumo reduziu 5% em dez anos. Isso se justifica, pois, parte do aumento da BRR é devido à correção monetária da base no período, ou seja, mesmo quando há redução do consumo, a BRR será reajustada pela inflação no período, e não tem uma relação direta entre crescimento da demanda e aumento do número de consumidores. Por exemplo, se for considerado o um período entre janeiro de 2011 e dezembro de 2021, a inflação acumulada calculada pelo IPCA foi de 91,50% [34].

3.2. ANÁLISE DOS CASOS ATÍPICOS DE AUMENTO DA BRR

A Figura 3-4 mostra a variação das características das distribuidoras consideradas e observa-se diversos casos em que a variação excede a média das distribuidoras analisadas, valores atípicos, os quais devem ser analisados individualmente.

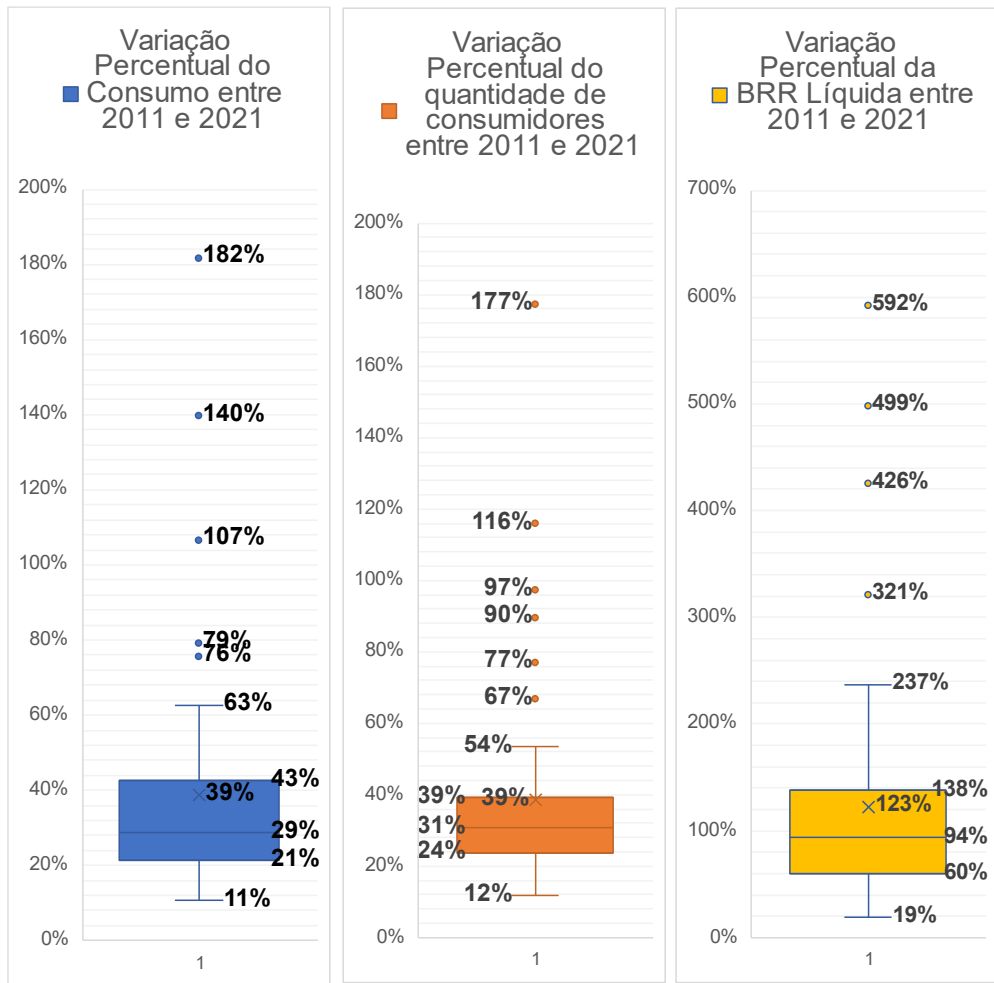


Figura 3-4 – Dados da amostra utilizada para analisar a variação do consumo anual, quantidade de unidade consumidoras e BRR.

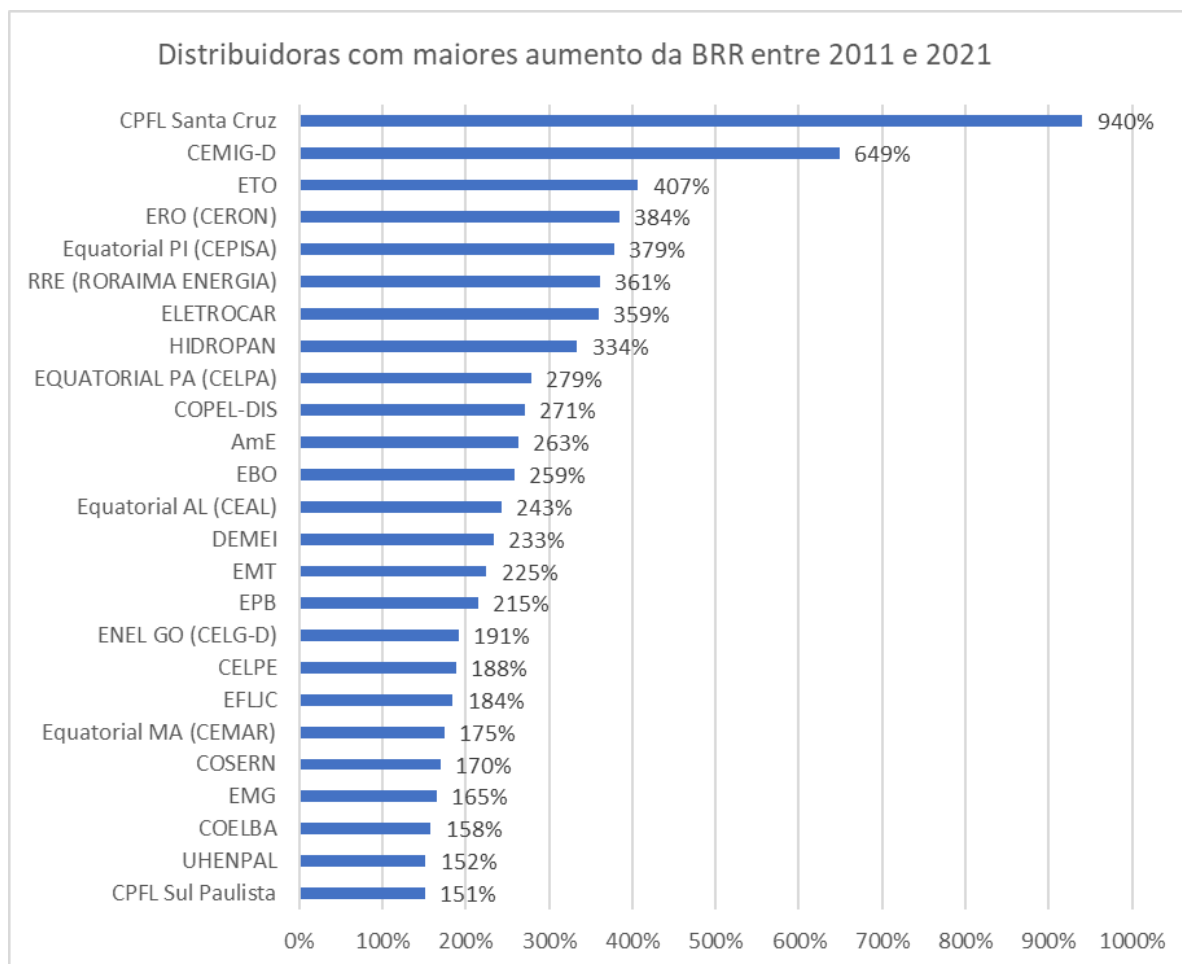


Figura 3-5 - Distribuidoras com maiores aumentos de BRR entre 2011 e 2021.

Alguns casos, com aumentos expressivos podem ser justificados: Energisa Rondônia, Energisa Acre, Equatorial Piauí (EQTL PI), Equatorial Alagoas (EQTL AL), Equatorial RS (CEEE) foram privatizadas recentemente. Com a privatização e reavaliação da base de ativos pelos novos controladores, tiveram aumentos expressivos da BRR; o caso da CPFL Santa Cruz é justificado pela unificação das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguarí, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista; o mesmo se aplica à Energisa Sul-Sudeste que unificou as distribuidoras Energisa Caiuá, Energisa Bragantina, Energisa Vale Paranapanema, Energisa Nacional e Energisa Força e Luz do Oeste. Para os demais casos como Energisa Tocantins, CEMIG e outras distribuidoras pode-se justificar os aumentos avaliando, visualizando a evolução da BRR por ciclo de revisão.

3.3. ANÁLISE DE EVOLUÇÃO DA BBR POR CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA

Para a análise e evolução por ciclo de revisão, que ocorre a cada 4 ou 5 anos, conforme o contrato de concessão da distribuidora, considerou-se todas as distribuidoras que passaram por pelo menos dois ciclos de revisão, não limitado aos 10 anos analisados anteriormente. Essa análise gera algumas percepções importantes e que em alguns casos, justificam os grandes desvios apresentados na análise de casos atípicos.

De modo geral, avaliando a variação entre ciclo, observa-se que no 3º e 4º o aumento médio da BRR é maior que nos ciclos 1 e 2, conforme mostrado na Figura 3-6, sendo que apenas 29 empresas estão no 5º ciclo de revisão.

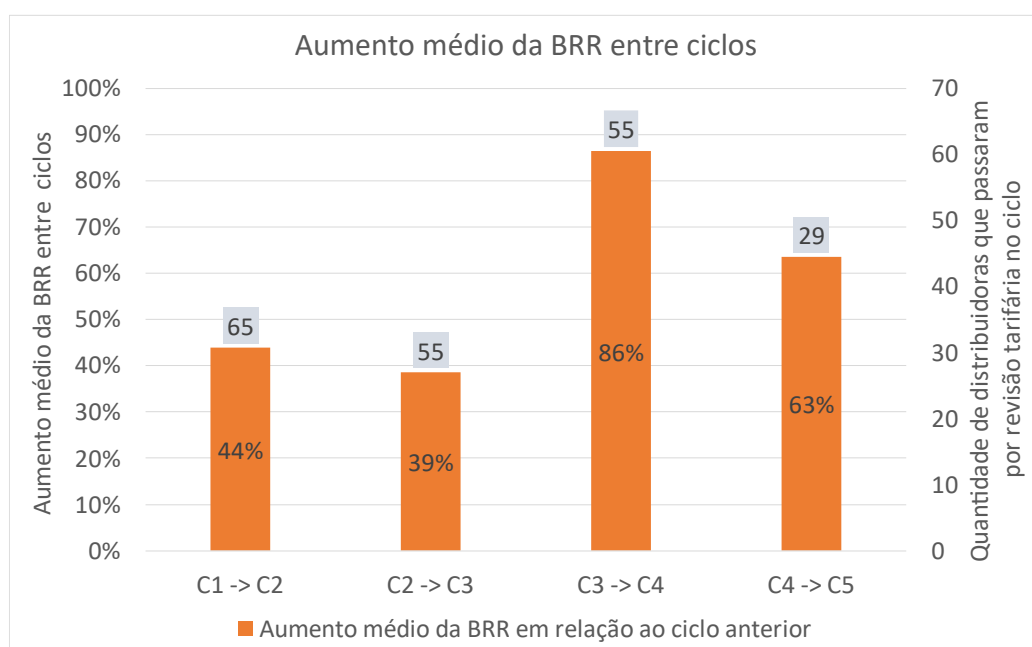


Figura 3-6 - Aumento médio da BRR entre ciclos de revisão

Analisando individualmente as distribuidoras, percebe-se dois padrões de comportamento. O primeiro, utiliza como exemplos as distribuidoras ENEL CE, ELEKTRO, EQUATORIAL MA e LIGTH, mostrado na Figura 3-7. Este é o comportamento esperado ou padrão, ou seja, a cada ciclo, com a correção monetária somada à base incremental, percebe-se uma evolução linear da BRR. O segundo padrão, exemplificado pelas distribuidoras AME, CEMIG, EQUATORIAL PI e ETO, mostrado na Figura 3-8, ilustra os casos em que há uma grande variação entre ciclos. Nesses casos, percebe-se que perdas em um determinado ciclo são recuperadas nos ciclos posteriores, justificando os casos atípicos de aumento da BRR.

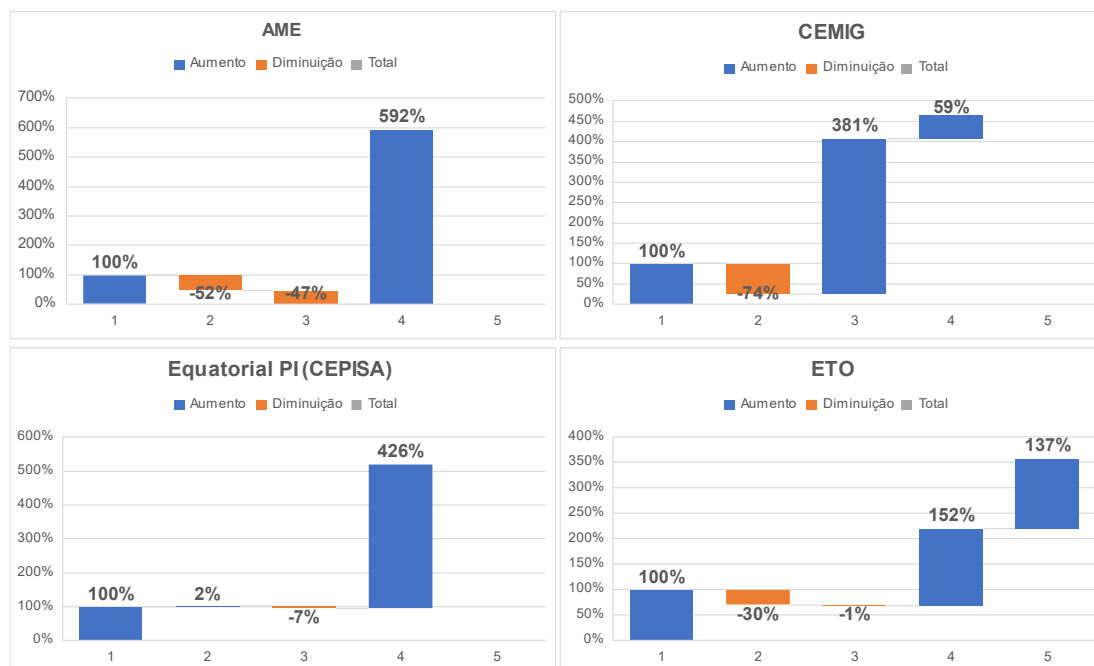


Figura 3-7 - Evolução esperada da BRR entre ciclos.

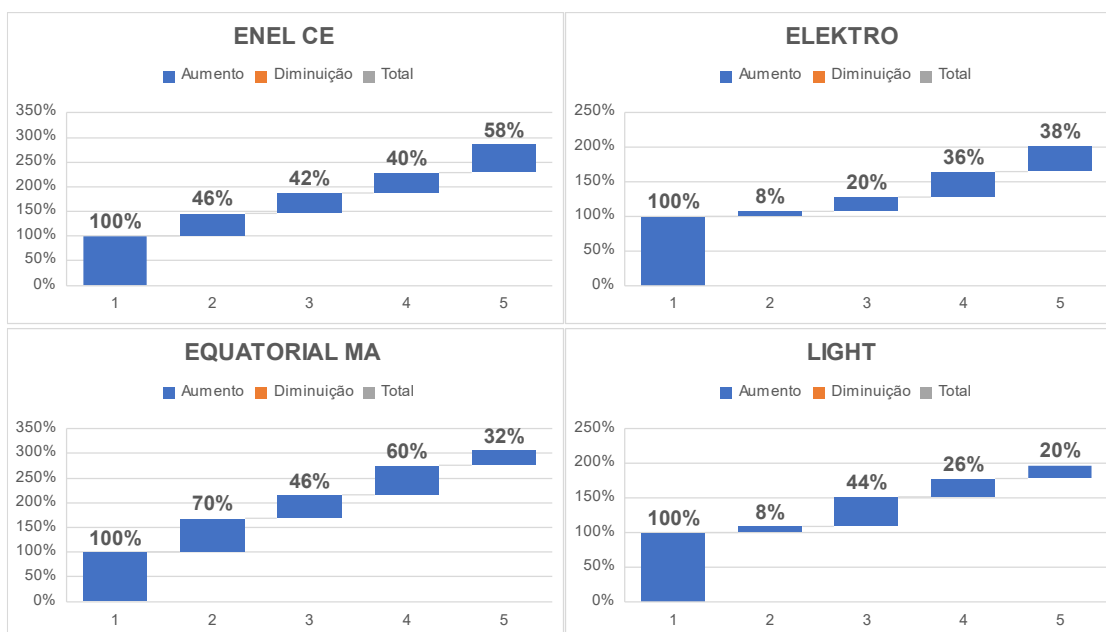


Figura 3-8 - Evolução atípica da BRR entre ciclos.

3.4. ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DA BRR EM RELAÇÃO AOS INVESTIMENTOS REALIZADOS

A Figura 3-9 ilustra a comparação entre a média da BRR por unidade consumidora entre 2011 e 2021 e a média de investimentos por unidade consumidora no mesmo período, realizados para todas as empresas analisadas. Esse gráfico per-

mite avaliar a dinâmica das distribuidoras quando se compara os investimentos realizados com a BRR. Devido ao modelo regulatório, era esperado uma correlação positiva entre os investimentos realizados e a base de remuneração regulatória, ou seja, quanto maior o investimento, maior a BRR comparadas por quantidade de unidades consumidoras. Porém, analisando-se essas variáveis, percebe-se que esse comportamento não é uma realidade no segmento de distribuição de energia elétrica. Os dados de investimentos foram extraídos de duas fontes: consulta pública 003/2019 [35] referente aos anos de 2011 a 2017 e dos dados de PDD[36] referente aos anos de 2018 a 2021. A Figura 3-10 mostra o gráfico de dispersão que evidencia a baixa correlação entre investimentos e BRR.

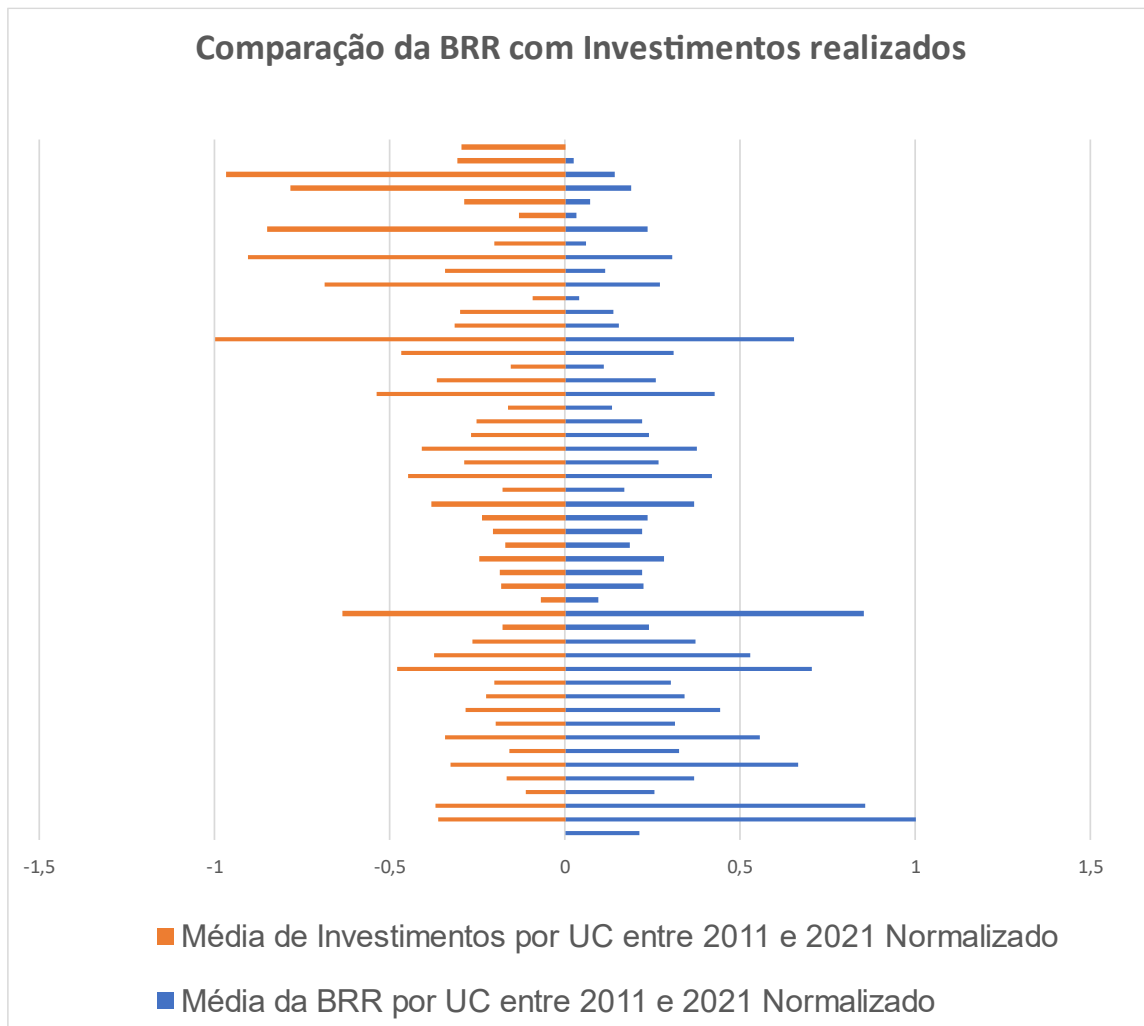


Figura 3-9 - Comparação entre BRR e investimentos.

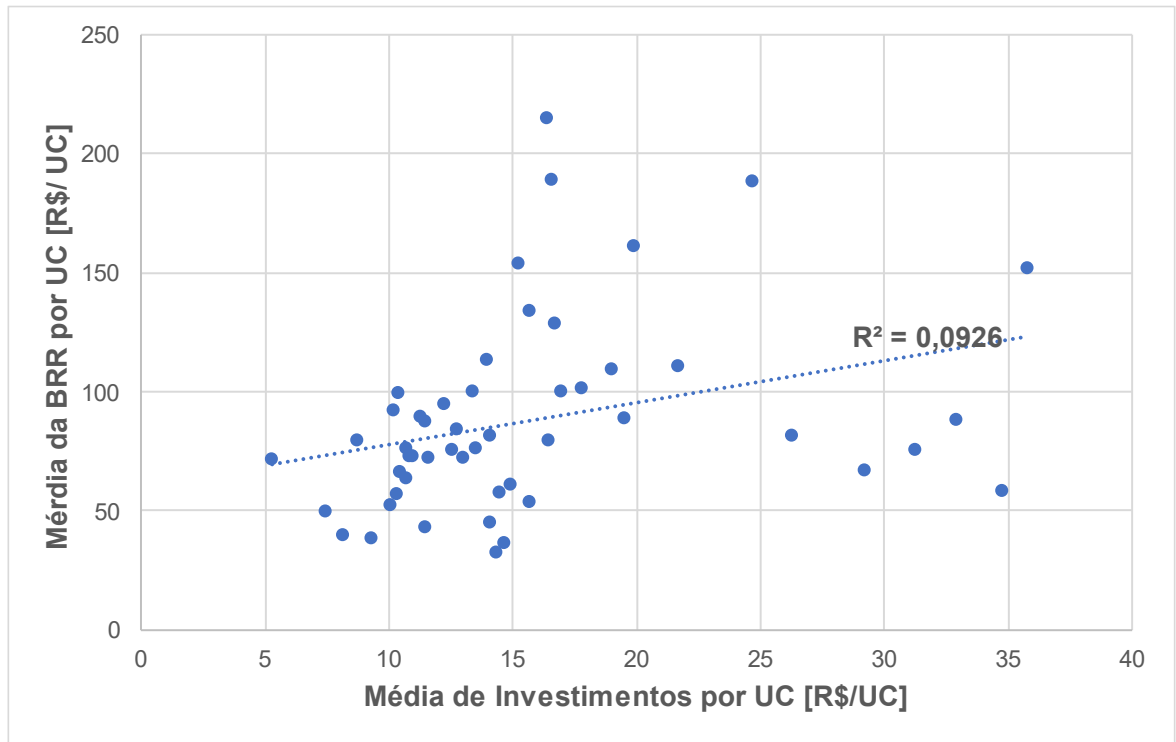


Figura 3-10 - Gráfico de Dispersão da comparação entre investimentos e BRR

É possível identificar 3 padrões no período analisado. O primeiro são empresas onde os investimentos realizados não implicaram no aumento da BRR; o segundo são empresas onde a média da BRR por unidade consumidora é maior que o volume de investimentos; o terceiro, padrão esperado e onde há um equilíbrio entre o volume de investimentos e a BRR.

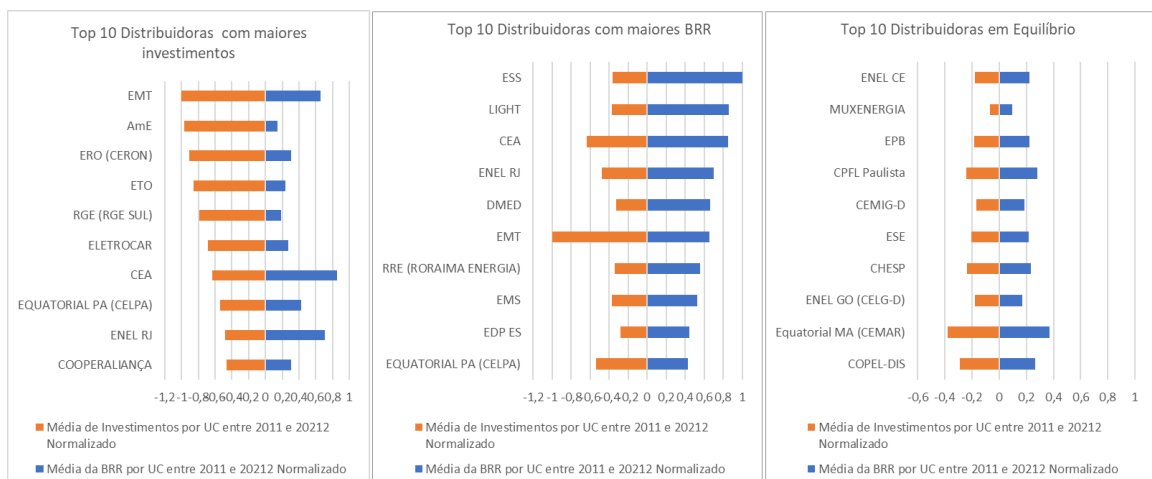


Figura 3-11 - Média de investimento por unidade consumidora.

3.5. ANÁLISE DA BASE DE DADOS GEOGRÁFICA DAS DISTRIBUIDORAS (BDGD)

Após a análise dos dados da base de remuneração, realizou-se também uma análise quantitativa dos ativos físicos, utilizando a BDGD de 2017 e 2021, com o objetivo de avaliar o aumento dos principais ativos de rede no período. Foram consideradas nesse estudo 69 distribuidoras, sendo os dados apresentados no Anexo IV – Dados da BDGD. O período foi reduzido, pois a ANEEL disponibiliza as BDGDs a partir de 2016, sendo que em 2016 havia inconsistências e por isso, este ano foi desconsiderado. Os dados das BDGD foram disponibilizados pela ANEEL, através da lei de acesso à informação.

A Figura 3-12 mostra o aumento percentual médio dos ativos comparando a BDGD de 2017 com a BDGD de 2021, e considerando uma distribuidora equivalente Brasil. Analisando os principais ativos de rede, destaca-se o crescimento de equipamento religador o qual apresentou um aumento de 102% em 5 anos. O crescimento desse tipo de equipamento está relacionado às ações de modernização da rede e com ações para melhorar a prestação de serviço, buscando restabelecer as interrupções no fornecimento com maior eficácia e rapidez. Percebe-se nesta visão quantitativa que postes, segmentos e medição são coerentes com o aumento da quantidade de consumidores e que houve um aumento maior em equipamentos do tipo regulador de tensão, chaves e banco de capacitores em paralelo.

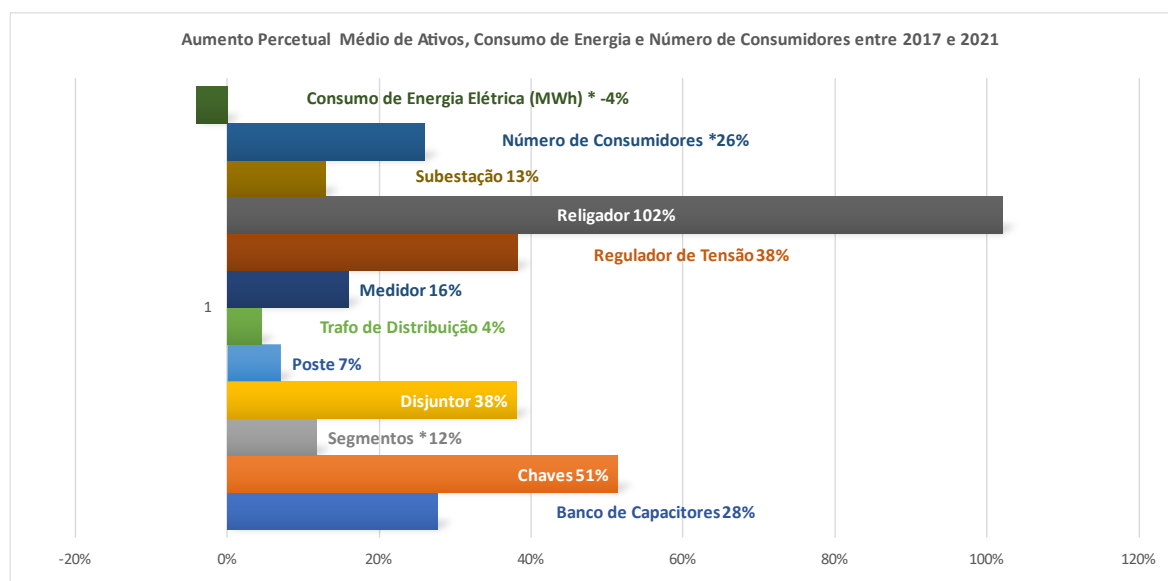


Figura 3-12 - Aumento Percentual Médio de Ativos de Rede, Consumo de Energia e Quantidade de Consumidores.

Outra análise realizada com base nos dados BDGD de 2021 é a evolução de transformador de distribuição, medidores e religadores agrupados pelo ano de imobilização. Considera-se o período de 10 anos, entre 2011 e 2021, buscando compreender a taxa de crescimento desses tipos de ativos. A Figura 3-13 ilustra a quantidade desses tipos de ativos imobilizados por ano. Percebe-se que não há um crescimento linear, como era esperado, variando a quantidade de ativos imobilizados por ano.

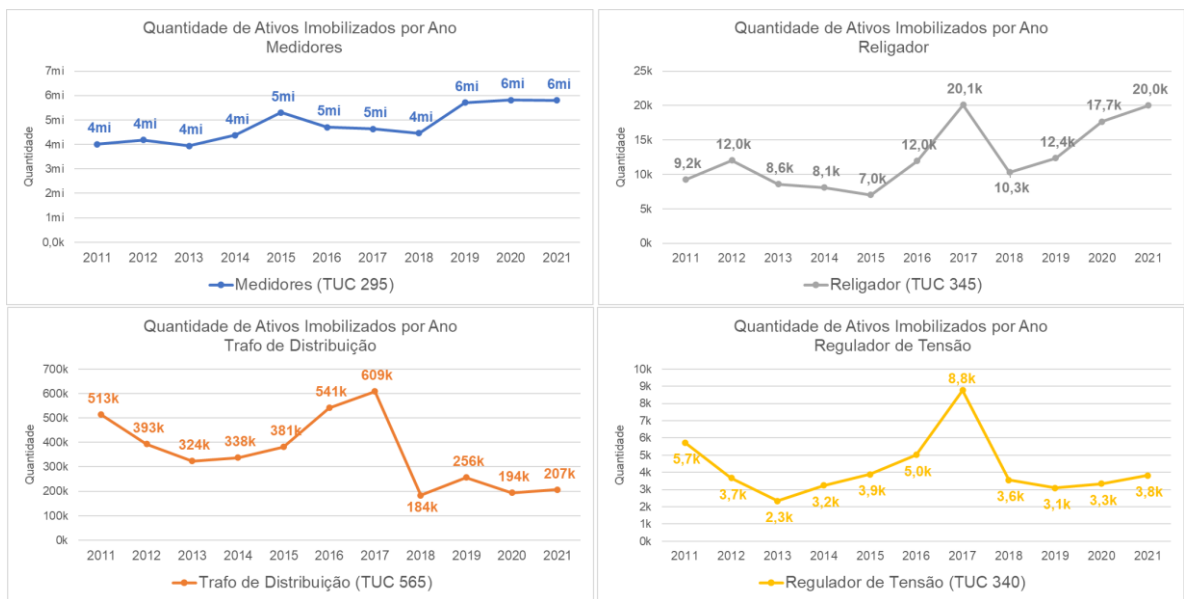


Figura 3-13 - Quantidade de ativos imobilizados por ano para uma distribuidora equivalente Brasil

Analisando individualmente as distribuidoras, essa variação fica ainda mais evidente. Das 71 distribuidoras avaliadas, 63% apresentam variações médias acima de 10% entre os anos. A Figura 3-14 e Figura 3-15 ilustram alguns exemplos do aumento percentual da quantidade de medidores imobilizados por anos. Nos casos em que há um aumento expressivo, o número de medidores imobilizados aumentou significativamente no ano da revisão tarifária ou no ano anterior à RTP. A CEEE-D passou por revisão em 2016, a EDP SP passou por revisão em 2015, a Equatorial-PI passou por revisão em 2020 e a CEB passou por revisão em 2021.

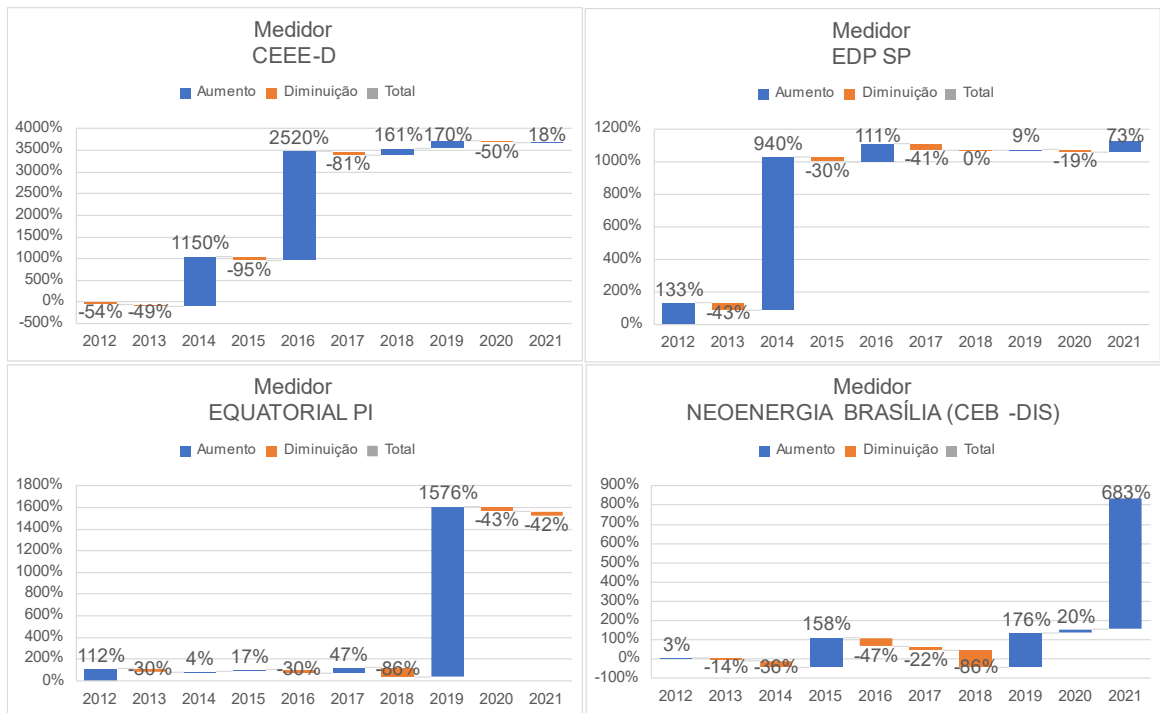


Figura 3-14 - Exemplos de distribuidoras com evolução da quantidade de medidores imobilizados por ano com aumentos expressivos

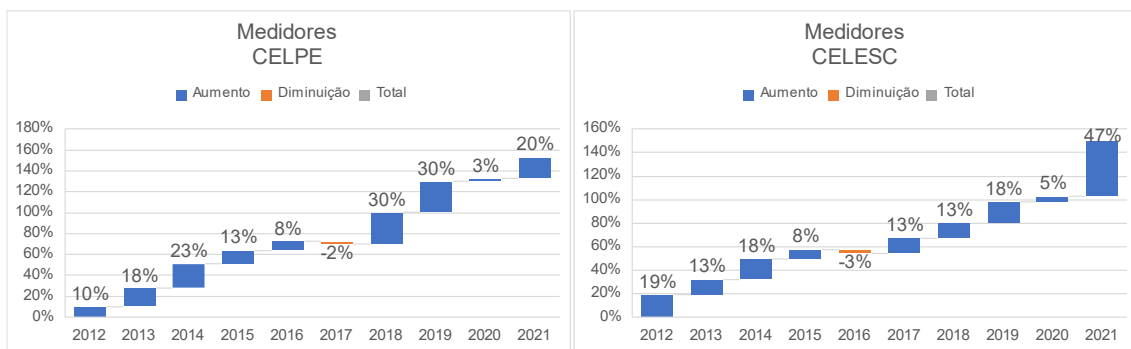


Figura 3-15 - Exemplos de distribuidoras com evolução da quantidade de medidores imobilizados por ano com comportamento linear.

A Figura 3-16 ilustra a mesma análise para transformador de distribuição.

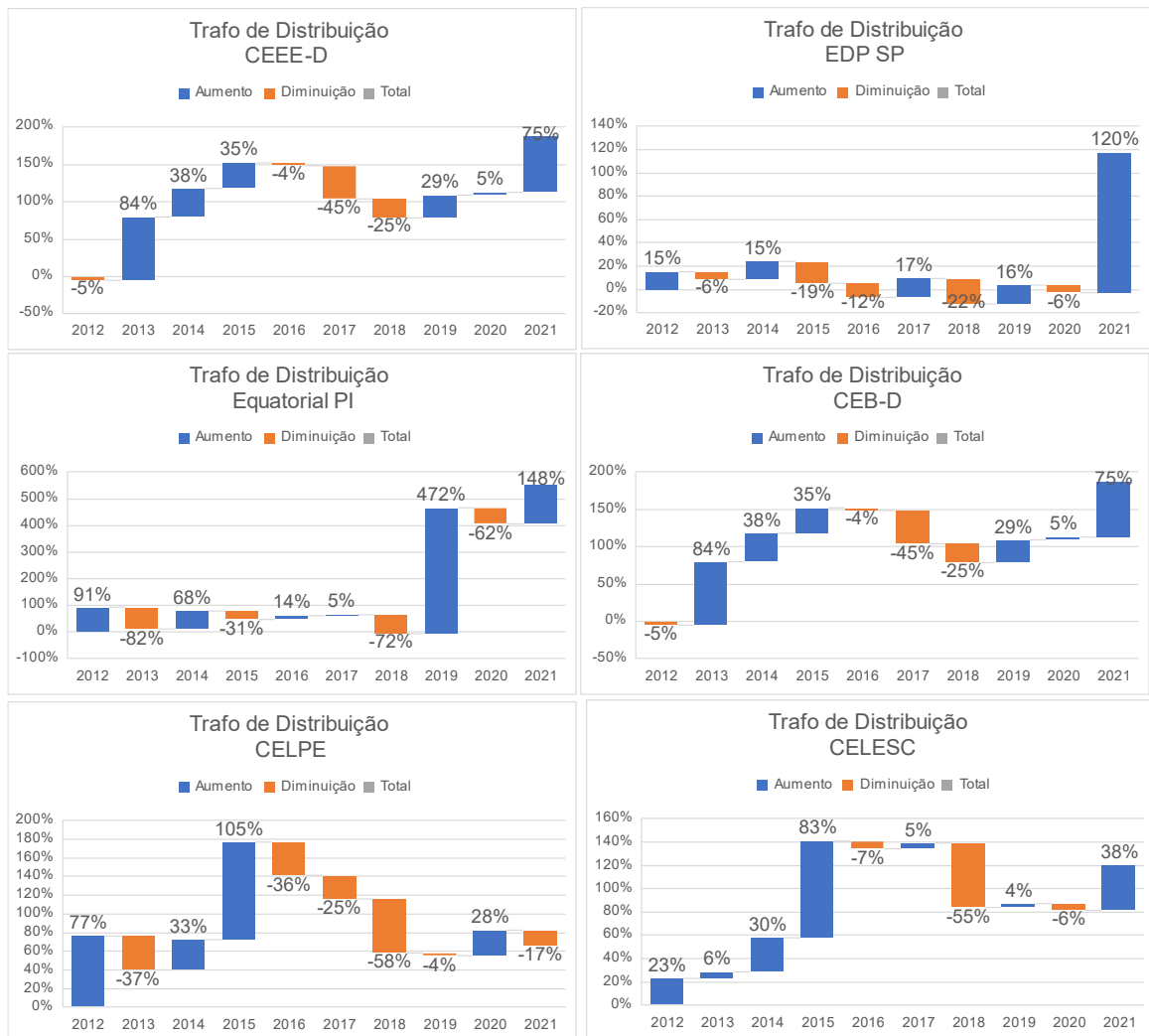


Figura 3-16 - Exemplos de distribuidoras com evolução da quantidade de transformador de distribuição imobilizados por ano

3.6. CONSIDERAÇÕES SOBRE AS ANÁLISES

A constatação da evolução da BRR, com índices expressivos traz à tona a necessidade de melhorias no cálculo das componentes que formam a BRR, bem como a necessidade de melhorias na gestão de ativos das distribuidoras, buscando mecanismos de estímulo aos investimentos eficientes e controle da evolução da base. A evolução da BRR em 10 anos apresentou um aumento de 160%, muito maior que o próprio crescimento do setor e, também maior que a inflação no período.

Avaliando os casos atípicos, com aumentos expressivos, e a evolução entre ciclos, percebe-se que perdas em um determinado ciclo de revisão, são recuperadas

em ciclos seguintes conforme os casos exemplificados na Figura 3-8. Ou seja, embora seja esperado um crescimento linear, referente aos investimentos prudentes no período (base incremental), verificou-se que nem sempre isso ocorre, apresentando grandes variações da BRR entre ciclos. Uma das razões que justifica tal comportamento é a baixa qualidade dos registros dos ativos, e conseqüentemente irá resultar em um laudo de avaliação que não representa a realidade e, portanto, em desvios na base de remuneração regulatória.

As empresas que foram privatizadas recentemente, como Energisa Rondônia, Energisa Acre, após a privatização tiveram sua base de ativos reavaliadas e resultou com aumentos expressivos da BRR. Tal situação ilustra a importância de se ter uma gestão de ativos eficiente, de forma que as distribuidoras possam ter o reconhecimento na tarifa do capital investido e o órgão regulador possa ter controle maior, colaborando com uma maior modicidade tarifária.

Ao avaliar os investimentos no período com a BRR, identificou-se padrões que não deveriam acontecer: casos em que investimentos não são refletidos na BRR e casos em que há aumento de BRR sem o correspondente aporte de investimentos. Ambos as situações prejudicam o equilíbrio do setor, sendo que o ideal é que se tenha previsibilidade e uma correlação positiva entre investimentos e BRR. Esse resultado, evidencia, também, a necessidade de maior controle da gestão de ativos, de forma que não prejudique o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora e ela seja remunerada de forma justa.

Por fim, a análise da BDGD, mostra que as distribuidoras têm investido em ativos que possam melhorar a qualidade do serviço (atendimento comercial) e a qualidade do produto (qualidade da energia elétrica) com investimentos em equipamentos como transformadores, religadores, bancos de capacitores e reguladores de tensão, o que é comprovado pelas melhorias dos indicadores de continuidade. Ao analisar a evolução pela data de imobilização, verifica-se que não há taxa de crescimento linear e, em geral, os ajustes na quantidade de ativos imobilizados são realizados no ano da revisão ou no ano anterior. Ou seja, como a base de ativos é avaliada somente nos períodos de revisão tarifária, ainda é uma prática das distribuidoras ajustar suas bases físicas e contábeis para a RTP e não continuamente.

4. **FRAMEWORK INTEGRADO PARA GESTÃO DE ATIVOS REGULADOS**

O Capítulo 3 evidenciou, ao analisar a evolução da BRR entre 2011 e 2021 que é importante prover melhorias no cálculo da BRR, como as que já vem sendo discutidas pela ANEEL na tomada de subsídios 02/2022 [11]. Entretanto, além de rever os mecanismos de avaliação e valoração dos bens é necessário definir padrões que permitam uma gestão da base de ativos mais eficiente e que permita maior previsibilidade da evolução da BRR; eliminar as atipicidades encontradas; promover um monitoramento contínuo e não somente nos períodos de revisão tarifária e permitir maior clareza dos investimentos realizados, facilitando a fiscalização e controle e com isso a otimização e sustentabilidade do setor elétrico brasileiro.

Considerando o ambiente regulatório brasileiro, este trabalho propõe uma estrutura conceitual de uma abordagem sistêmica para a gestão de ativos regulados, com o objetivo de fornecer melhores práticas de gestão da base de ativos das concessionárias de energia elétrica e, inserir a competência de estratégia regulatória. O *framework* busca garantir que a conformidade regulatória seja acompanhada continuamente e não somente nos períodos de revisão, que ocorrem a cada 4 ou 5 anos conforme estabelecidos nos contratos de concessão. Além disso, considera o acompanhamento durante as fases do ciclo de vida dos ativos, abordagem essencial para o reconhecimento e prestação de informações que irão ocorrer nos processos de revisão.

A Figura 4-1 fornece uma representação esquemática do *framework* de gestão de ativos regulados. O objetivo do *framework* é demonstrar durante cada fase do ciclo de vida dos ativos as competências, indicadores e demandas regulatórias que devem ser observadas, resultando na gestão da BRR.

O *framework* auxilia na interação e incorporação de valores entre as diferentes áreas da empresa. Ao mesmo tempo, ajuda a definir uma estrutura que permite coordenar e colaborar mais efetivamente na gestão da base de ativos. Pode ser dividido em 4 pilares: identificação de valor, gestão integrada da informação, acompanhamento e controle, gestão eficaz da BRR.

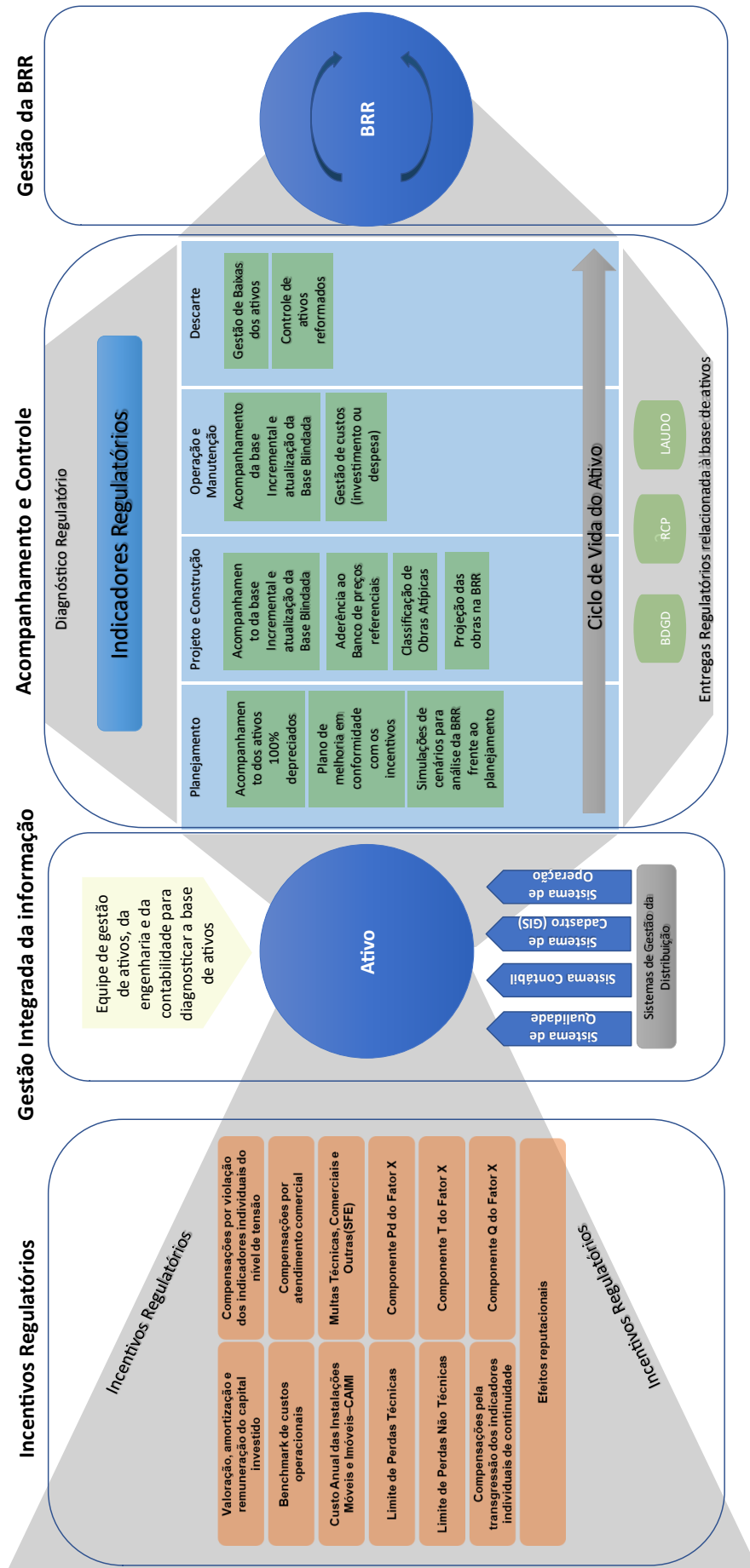


Figura 4-1 - Representação do framework de gestão de ativos regulados

4.1. INCENTIVOS REGULATÓRIOS E IDENTIFICAÇÃO DE VALOR

No contexto de regulação por incentivos, a clareza dos benefícios de *performance* e seus impactos nos resultados levam as concessionárias a prestarem um serviço de melhor qualidade e auferir melhores resultados financeiros.

No *framework* proposto, o pilar de incentivos regulatórios e identificação de valor tem por objetivo maximizar a captura dos incentivos regulatórios agrupando e relacionando informações até então separadas, mostrando o efeito dos principais desses incentivos na receita gerenciável e na base de remuneração, de forma que seja possível priorizar a melhor decisão de investimento não somente com base no retorno para a distribuidora, bem como para o equilíbrio da concessão.

A nota técnica 27/2019 [13] fez o mapeamento dos incentivos aplicáveis aos objetivos regulatórios, dos quais lista-se os que têm relação direta com a gestão da base de ativos. Uma vez explicitados os incentivos e seus impactos, deve-se estabelecer uma relação de como cada ativo contribui para captura desses incentivos. São eles:

“Valoração, amortização e remuneração do capital investido (Base de Remuneração Líquida - BRL, Quota de Reintegração Regulatória - QRR e Remuneração do Capital - RC): Os investimentos realizados pela empresa são avaliados ao final de cada ciclo. Os investimentos prudentes (não glosados) integram a base de remuneração no momento da revisão, já depreciados desde a data de imobilização. No caso de Componentes Menores - COM e Custos Adicionais - CA, eles são valorados a partir de banco de preços regulatórios, de forma que o investimento reconhecido pode ser superior ou inferior ao realizado. No caso de equipamentos de grande porte, o valor reconhecido atualmente corresponde à média de equipamentos equivalentes da própria empresa, gerando o mesmo efeito. A partir do ciclo seguinte, eles passam a ser recuperados (QRR, análogo à “amortização do principal” de um financiamento) e remunerados (RC, análogo aos “juros” do financiamento), com base no WACC regulatório vigente. O WACC assume custos de capital próprio e de terceiros e estrutura de capital ótima, da qual a empresa busca não se distanciar. Em relação ao horizonte temporal, o investimento será conside-

rado a partir da vida útil regulatória estabelecida no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE). Em caso de baixa prematura, o investimento não é totalmente remunerado. Esse risco passou a ser mitigado, pois a última atualização do Submódulo 2.2 e 2.2A do PRORET permitiu considerar perdas anuais com baixas prematuras no *benchmark* de custos operacionais e, portanto, no seu reconhecimento nas tarifas. No caso de durar mais, a empresa pode optar por adiar sua reposição, com potenciais ganhos financeiros. Por fim, o cálculo considera a alíquota de 34% para tributos sobre o lucro, do qual a empresa pode na prática se distanciar”.

“**Componente Pd do Fator X:** A cada revisão, a ANEEL estabelece uma referência de produtividade para o novo ciclo tarifário, considerando a evolução de custos totais (CAPEX e OPEX) à luz da evolução do mercado atendido. Esse fator constitui uma meta para as empresas, que devem buscar atingí-la ou superá-la, a fim de melhorar seu desempenho econômico. Tal meta pode ser mais ou menos desafiadora, a depender da variação de mercado na área de concessão. Observa-se que os ganhos de produtividade estão diretamente ligados à taxa de crescimento do consumo, o que representa um fator de risco para as distribuidoras considerando um ciclo de quatro a cinco anos. No novo modelo do contrato de concessão, foi introduzida a possibilidade de ajustes do componente Pd *ex-post*, o que mitiga parte desse efeito à luz do que efetivamente ocorreu no ciclo e contribui para maior estabilidade das receitas das distribuidoras no longo prazo.”

“**Componente T do Fator X:** A componente T ajusta, ao longo do ciclo, os custos operacionais reconhecidos na tarifa de cada concessionária ao custo operacional eficiente. O valor pode ser tanto negativo ou positivo a depender da posição do custo operacional observado em relação ao custo operacional eficiente calculado no momento da revisão tarifária. Nesse sentido, as empresas com custo operacional observado inferior ao reconhecido na tarifa poderão incorrer em aumento gradual na tarifa ao longo do ciclo, ou redução gradual, caso o custo operacional observado seja superior ao reconhecido na tarifa. Ou seja, a concessionária será premiada ou penalizada gradualmente.”

“**Componente Q do Fator X:** Periodicamente, a ANEEL define os parâmetros de qualidade que serão incorporados na tarifa por meio de uma meta. Atualmente, os indicadores considerados são o DEC, o FEC e os de Atendimento Comercial (reclamações, atendimento telefônico, atendimento comercial e IASC). Ano a ano, as distribuidoras que alcançarem melhor desempenho relativo (às outras distribuidoras) recebem bônus e as que obtiverem piores desempenhos têm redução na receita.”

“**Compensações pela transgressão dos indicadores individuais de continuidade:** A partir dos limites dos indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC, estabelecidos por meio de metodologia comparativa entre as empresas, são definidos os limites dos indicadores individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI. Violados esses limites individuais, a distribuidora deve pagar compensações automáticas para os consumidores afetados, por meio de descontos em faturas subsequentes. Trata-se de incentivo apenas para redução de receitas, no qual o melhor cenário possível é o de as empresas não pagarem nenhuma compensação no ano. As metas da empresa para o próximo ciclo são definidas a partir da sua comparação com as demais, de modo que eventuais melhorias extraordinárias da empresa continuam gerando benefícios econômicos no ciclo seguinte.”

“**Compensações por violação dos indicadores individuais do nível de tensão:** O Módulo 8 do PRODIST estabelece limites dos indicadores individuais de conformidade de tensão DRP (duração relativa de transgressão de tensão precária) e DRC (duração relativa de transgressão de tensão crítica). A violação desses limites implica no pagamento de compensações aos consumidores afetados.”

“**Limite de Perdas Técnicas:** A ANEEL estabelece o valor regulatório de perdas técnicas a cada revisão tarifária, por meio do método de fluxo de potência. A metodologia usa parâmetros regulatórios que visam incentivar as distribuidoras a adotarem medidas eficientes de controle dos níveis das perdas técnicas, conforme o Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição dos Procedi-

mentos de Distribuição (PRODIST). Esse cálculo de perdas técnicas regulatórias é utilizado como insumo para definição das perdas não técnicas regulatórias.”

“**Efeitos reputacionais:** a ANEEL utiliza mecanismos de transparência com efeitos reputacionais sobre as empresas e seus dirigentes, tais como o Ranking anual de Continuidade do Serviço, o Prêmio IASC, o relatório sobre atendimento comercial e o ranking semestral de indicadores econômico-financeiros”.

Obviamente, a observância dos incentivos pelas distribuidoras já é uma prática, porém, muitas vezes, não integrada a uma política de gestão de ativos, e sem uma avaliação do impacto na BRR e, conseqüentemente, na tarifa paga pelos consumidor.

Como exemplo dessas práticas, pode-se citar a melhorias nos indicadores de continuidade, condizente com a análise da BDGD que mostrou um aumento de mais de 100% no número de religadores instalados. As figuras Figura 4-2 e Figura 4-3 mostra os limites para os indicadores coletivos de continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), conforme definido no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST.

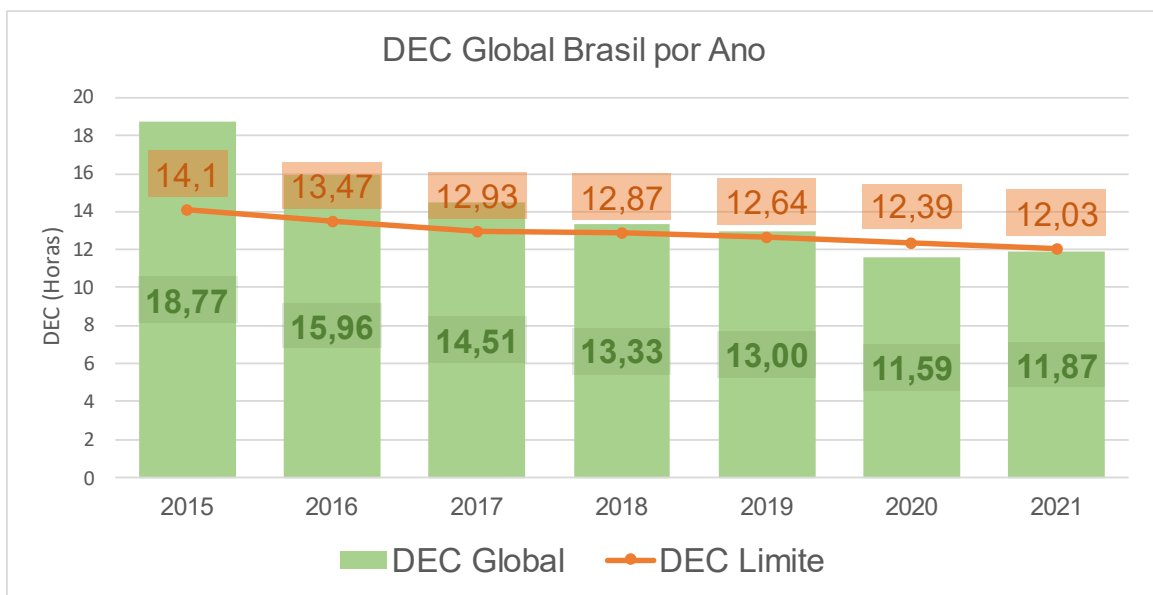


Figura 4-2 - Melhoria no DEC Global em horas por ano. Fonte: Adaptado de [37]

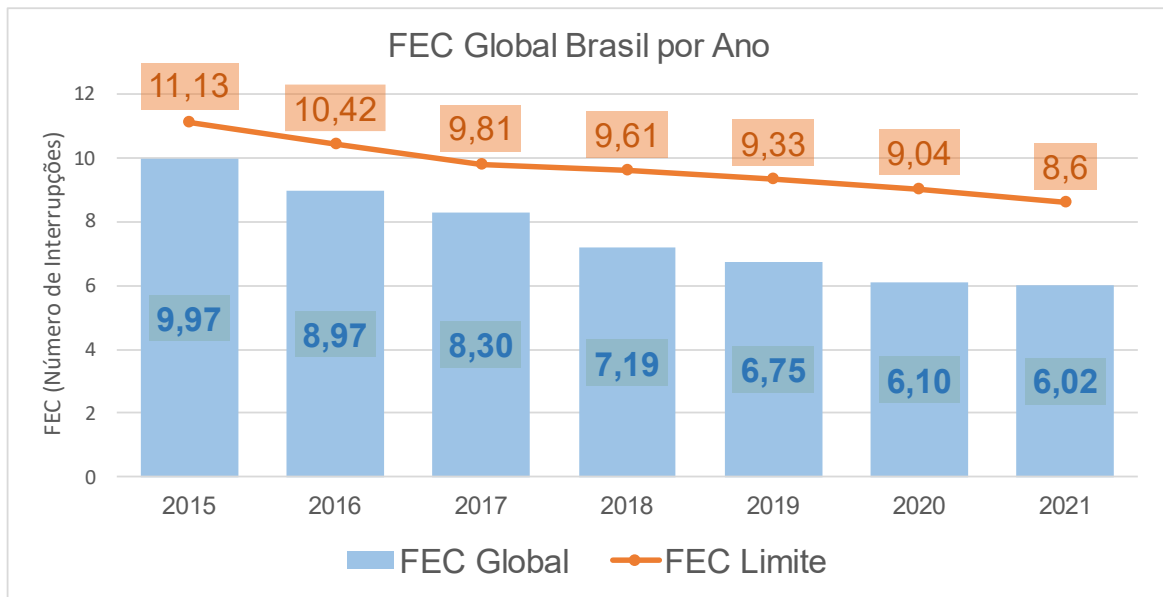


Figura 4-3 - Melhoria no FEC Global por ano. Fonte Adaptado de [37]

Ao permitir priorizar os investimentos baseado na análise de seus impactos financeiros sobre todos os critérios citados anteriormente, espera-se que a distribuidora possa investir de forma assertiva, na medida em que forem comparativamente mais compensadores do ponto de vista de benefícios para a concessão:

- Focar em investimentos que resultem na maximização do valor da BRR e, portanto, na maximização do aumento das receitas de Remuneração do Capital (RC) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR) no momento da Revisão Tarifária Periódica (Parcela B);
- Focar em investimentos que auxiliem expressivamente na redução do nível de Despesas Operacionais, resultando em redução de glosas no item de Despesas Operacionais (Parcela B) no momento da Revisão Tarifária Periódica;
- Focar em investimentos que ajudem expressivamente na melhoria de qualidade de serviços e consequente redução da perda de receita ocasionada pelo ressarcimento de violação de indicadores individuais por consumidor;
- Focar em investimentos que ajudem expressivamente na melhoria de qualidade de serviços e consequente redução da perda de receita ocasionada pelo mau resultado no Fator XQ no momento do Reajuste Tarifário Anual;

- Focar em investimentos que permitam reduzir o nível de perdas e energia total (tipicamente pela redução das perdas técnicas) e dessa forma reduzir eventuais glosas de repasses de custo de aquisição de energia na Parcela A por consequência de estouro de meta de redução de perdas da ANEEL.

4.2. GESTÃO INTEGRADA DA INFORMAÇÃO

Os principais objetivos do sistema integrado de informação é possibilitar a gestão de ativos de diferentes perspectivas: financeira, técnica-operacional e regulatória; e, permitir a rastreabilidade dos ativos, de forma que seja possível ter previsibilidade da remuneração a partir da base de ativos (BRR).

Organizar e manter o controle patrimonial dos bens e instalações vinculados à concessão é uma obrigação das distribuidoras. Conforme explicitado pela REN nº 846/2019 [38], que estabelece os procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica, manter em sua contabilidade ou em seu controle patrimonial, ativos inexistentes ou apropriar indevidamente despesas ou contribuições de terceiros como investimento constitui infração do Grupo V:

“Até 2% da Receita Operacional Líquida - ROL ou o valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, ambos correspondentes aos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração – AI.”

Multa Grupo V – art. 8º combinado com art. 21 da REN 846/219 [38]

Diante das graves penalidades possíveis, a gestão da informação de forma que garanta a qualidade das informações prestadas à ANEEL e que permita a realização de análises pela distribuidora de forma rápida e flexível tornou-se fundamental para melhorar os resultados das distribuidoras.

Uma vez que as decisões referentes a ativos físicos do porte dos que se encontram no setor elétrico envolvem equipes multidisciplinares que precisam lidar com dados provenientes de diversas fontes, a gestão integrada da informação é um

pilar fundamental para todos os demais processos, permitindo a disponibilidade de informação de diversos sistemas técnicos, tais como: sistema de controle (ERP), sistemas de cadastro (SIG), sistemas contábeis, sistemas de planejamento de manutenção, de sistemas SCADA, de IEDs (*Intelligent Electronic Devices*), da experiência de técnicos especializados e das restrições definidas pelas resoluções e normas regulatórias.

Embora possa parecer simples, a gestão integrada da informação é um dos grandes desafios das distribuidoras. A prática cotidiana nas concessionárias de distribuição de energia elétrica debate-se contra a falta de disponibilidade, para os gestores e tomadores de decisão, de informações concretas sobre as quais se basear para a tomada de decisão na gestão dos ativos. Muito embora exista na distribuidora um grande volume de informações sobre os ativos, as seguintes situações são comuns:

- As informações necessárias para a tomada de decisão não estão prontamente acessíveis para os gestores no momento da tomada de decisão, exigindo um imenso esforço preliminar de extração de dados, mineração de dados, preparação de dados, mesmo antes de se falar em análise e uso dessa informação;
- As informações necessárias para a tomada de decisão não estão integradas entre si, exigindo um grande esforço para integração dos dados de diferentes origens;
- Não existem ambientes e ferramentas computacionais preparados para facilitar a aplicação das metodologias de gestão de ativos mais adequadas.

Na literatura, são diversos os estudos e propostas de adoção de solução integrada com objetivo de otimizar a gestão de ativos e o uso de dados para a tomada de decisão. Mansour et. al [26] descreveu a implementação de uma solução integrada de gestão de ativos em uma transmissora de energia do Canadá, abordando o desenho técnico, como também a necessidade de mudanças nos processos de negócios. O estudo de Kolar et al. [39] aborda o tema e propõe uma maneira eficaz

de gerenciar dados e utilizá-los como base para a tomada de decisão, estabelecendo uma forma de avaliação e visualização dos dados dos ativos. Mbarek e El Bounjimi [40] aborda o uso de tecnologias de APM (*Asset Performance Management*) de forma que empresas de *utilities* possam melhorar a confiabilidade e custos relacionado a manutenção. Khuntia et al. [41] abordam os desafios do uso de grandes volumes de dados e novas tecnologias para as *utilities*.

Embora seja necessário preparar o ambiente de TI e introduzir ferramentas e sistemas tangíveis para sistemas de gerenciamento de ativos, de forma conceitual, ao estabelecer uma base integrada de informações, espera-se possibilitar a avaliação dos ativos de diferentes perspectivas, relacionando-os aos incentivos regulatórios discutidos na seção 4.1 e possibilitando a rastreabilidade da base de ativos, de forma que seja possível ter previsibilidade da base de remuneração regulatória (BRR), a partir da base de ativos e do acompanhamento do ciclo de vida de ativos detalhado no item 4.3.

Cita-se algumas visões que podem ser desenvolvidas:

- **Visão por Ativo** - apresenta visões sobre os valores para cada ativo, e tem por objetivo principal analisar os valores correspondentes a cada ativo, identificando o ativo com situações extremas de depreciação individualmente, tematizando cada um de acordo com níveis estabelecidos;
- **Visão de Qualidade de Serviços** - apresenta visões sobre indicadores de qualidade e seus impactos na revisão tarifária a partir dos números absolutos levantados pela distribuidora e pela comparação com o resultado do ano anterior para aferição de melhorias;
- **Custos Operacionais** - apresenta visões sobre os valores de gastos com a manutenção dos equipamentos, e tem por objetivo analisar o custo de manutenção e relacioná-lo com valores dos equipamentos e valores faturados;
- **Visão de Perdas** – o relatório apresenta visões sobre os valores calculados de perdas técnicas e não técnicas, evidenciando os valores não restituídos;

- **Visão de Retorno pelo faturamento** – tem por objetivo analisar o retorno financeiro dos investimentos frente à receita aferida;
- **Visão pela QRR** – o relatório apresentará visões do valor recebido pela distribuidora referente à depreciação dos ativos da rede.
- **Visão por remuneração do capital** – o relatório apresentará visões do valor recebido pela distribuidora referente ao capital investido.

4.3. ACOMPANHAMENTO E CONTROLE DO CICLO DE VIDA DOS ATIVOS

O pilar de acompanhamento e controle do ciclo de vida de ativos tem o objetivo de listar as competências das distribuidoras e criar os mecanismos de controle envolvendo cada etapa do ciclo de vida do ativo. Esse controle é fundamental para a auditoria e fiscalização da base de ativos e como consequência a previsibilidade da base de remuneração regulatória. Como a base de ativos é dinâmica, ou seja, com a realização de obras de expansão e melhorias, manutenções e incorporações, diariamente são realizadas alterações que devem ser acompanhadas ao longo do tempo.

Semelhante às metodologias tradicionais de gestão de ativos, propõe-se quatro etapas principais do ciclo de vida dos ativos:

Planejamento: esse estágio estabelece onde devem ser realizados investimentos, os requisitos de ativos e seu potencial para atender às necessidades de prestação de serviços. A etapa de planejamento permite garantir o desenvolvimento contínuo, agregando valor à organização, e que sejam realizados investimentos eficientes e eficazes na concessão. Na etapa de planejamento propõe-se o desenvolvimento das seguintes competências: acompanhamento dos ativos totalmente depreciados; criação do plano de expansão e melhorias em conformidade também com os incentivos regulatórios; e, simulação da BRR frente ao planejamento.

Projeto e construção: essa fase é crucial para o reconhecimento dos investimentos e ganhos de eficiência. Durante esta etapa, ocorrem as maiores falhas resultando em glosas e na falta de rastreabilidade dos ativos. Como envolve diferentes departamentos, equipes de campos e empresas terceirizadas, o processo de gestão

de obras, controle de estoque e execução é um dos grandes desafios da gestão de ativos regulados. Nesta etapa, deve-se desenvolver as seguintes competências: acompanhamento da base de ativos, tanto a base incremental, como a base blindada, conforme as mudanças na rede da distribuidora; acompanhamento dos orçamentos das obras, conforme o banco de preços da distribuidora e o banco de preços referencial, garantindo que os valores praticados estejam aderentes aos valores reconhecidos pela regulação; acompanhamento e classificação de obras atípicas, estabelecendo critérios claros para essa classificação e, avaliando o risco do reconhecimento; acompanhamento das incorporações, obrigações especiais e projeção das obras realizadas na BRR, permitindo visibilidade dos projetos na base de remuneração.

Operação e Manutenção: uma vez que as manutenções nas redes irão atualizar a base de ativos, é fundamental a garantia de atualização da base através do processo de manutenção, assim como no projeto. Além do acompanhamento da evolução das bases de ativos, é importante na fase de manutenção e operação, a gestão de custos e definição de investimentos ou despesas. No contexto operacional, grande parcela das atividades de manutenção são caracterizadas por meio de despesas (OPEX), porém, há atividades que podem ser caracterizadas como investimentos de capital (CAPEX, ex.: equipamentos e obras de melhorias).

Descarte: nesta fase, o ativo chega ao fim de sua vida útil e, portanto, deverá ser substituído. Desta forma, é importante nesta fase a avaliação do valor residual e a gestão das baixas, atualizando, conseqüentemente, a base de ativos.

Além da gestão do ciclo de vida dos ativos, que inclui diversas competências a serem desenvolvidas pelas distribuidoras, o pilar de acompanhamento e controle é composto pelos blocos de diagnóstico regulatório e entregas regulatórias relacionadas à base de ativos. O primeiro tem o objetivo de propor indicadores que permitam o acompanhar as metas estabelecidas e avaliar os desvios continuamente; o segundo prevê entregas regulatórias que estão relacionadas à base de ativos e que vão impactar na qualidade e na transparência das informações prestadas pelas concessionárias para o órgão regulador.

4.3.1. COMPETÊNCIAS, INDICADORES E ENTREGAS REGULATÓRIAS

As competências desenvolvidas em cada fase do ciclo de vida do ativo suportam os seguintes objetivos: acompanhamento e visibilidade da base de ativos; permitir, entender e corrigir os processos que afetam a BRR; permitir um diagnóstico regulatório e conformidade das entregas regulatórias com máxima eficiência. Pode-se agrupar as competências em quatro grupos principais: identificação de valor e incentivos; projeção e acompanhamento periódico da BRR; reflexo dos desvios das metas de avanço de obras, incorporação, baixas e glosas; e, previsibilidade da base de remuneração regulatória sem dependência do próximo ciclo tarifário. A Figura 4-4 ilustra as competências da fase de acompanhamento e controle relacionadas a cada grupo.

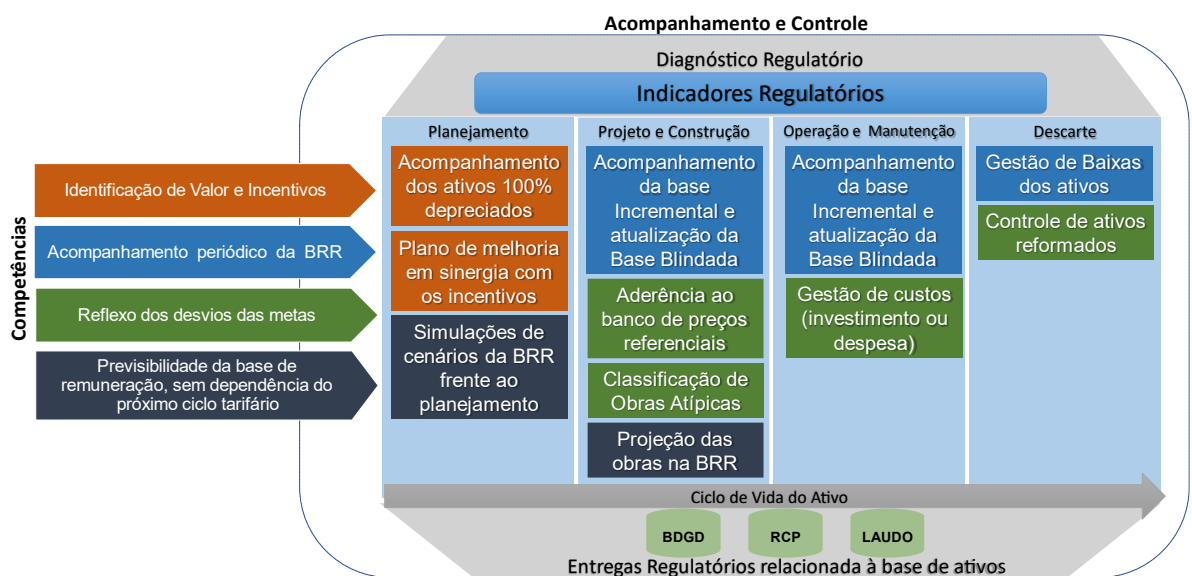


Figura 4-4 - Competências propostas pelo *framework* de gestão de ativos regulados.

O grupo identificação de valor e incentivos está relacionado à decisão de investimentos, e por isso, fazem parte desse grupo as competências:

- **Acompanhamento dos ativos totalmente depreciados** – refere-se à capacidade de avaliar a reposição dos ativos que estão totalmente depreciados em relação a sua vida útil, sem prejuízo da qualidade do serviço prestado ao consumidor final de energia elétrica e buscando uma solução ótima em relação ao impacto tarifário. Na prática, a vida

útil real de um equipamento não necessariamente coincide com os limites regulatórios estabelecidos e, nos termos do PRORET, os ativos totalmente depreciados são deduzidos da base de remuneração bruta, tornando-se vantajoso para as distribuidoras a substituição desses bens, mesmo que não tenham exaurido sua vida útil;

- **Definição do plano de desenvolvimento da distribuição (PDD) em sinergia com os incentivos regulatórios mapeados** – capacidade de relacionar os investimentos em expansão, melhorias e renovação com os incentivos regulatórios, de forma a promover investimentos prudentes e de forma eficiente.

Relacionados ao grupo acompanhamento periódico da BRR estão as seguintes competências:

- **Acompanhamento da base incremental e atualização da base blindada** – consiste em avaliar periodicamente a evolução e as alterações ocorridas na base de ativos. É uma competência fundamental para realizar a movimentação do laudo periodicamente e ter clareza do impacto dos investimentos realizados na base de remuneração. O acompanhamento deve ser realizado de forma quantitativa e também, avaliando o valor dos bens nos moldes do PRORET 2.3, MCPSE e MCSE.
- **Gestão de Baixas** – relaciona-se com a capacidade de analisar se a baixa de bens de massa realizadas é de fato a melhor opção. Por exemplo, se é realizada conforme o critério de quantidade e valor médio do mês/ano da imobilização mais antiga. Ademais, essa competência permite avaliar os ativos que estão sendo baixados através de critério como vida útil, valor residual, depreciação e outros critérios.

Relacionados ao grupo de reflexo dos desvios das metas estão as competências:

- **Aderência ao banco de preços referenciais** – capacidade de analisar o reconhecimento do investimento do projeto de redes comparando o VOC (Valor Original Contábil) (valores gastos pela distribuidora) com o VNR (Valor Novo de Reposição) (valores tabelados pela ANEEL através do Banco de Preços Referenciais (BPR)). No BPR são estabeleci-

dos valores padrão por grupo de empresas para os Componentes Menores (COM) e para os Custos Adicionais (CA) e o resultado é a aderência do orçamento dos projetos ao banco de preços referenciais. Essa competência é essencial para evitar glosas e obter um melhor controle para as obras atípicas.

- **Classificação de obras atípicas** - esta competência relaciona-se com a capacidade de classificar as obras atípicas devidamente por tipologia de atipicidade. As obras atípicas são obras que apresentam particularidades construtivas que encarecem o valor de COM e/ou de CA da obra. Estas obras são apresentadas à ANEEL durante o processo de revisão e, por sua característica especial, são avaliadas pelo Valor Original Contábil.
- **Gestão de Custos (investimentos ou despesas)** – refere-se à capacidade de avaliar soluções mais baratas para prestação do serviço que não dependem necessariamente de novos investimentos. Na prática, por exemplo, não há uma avaliação contínua se é menos custoso restabelecer a interrupção do suprimento de energia de determinadas localidades de uma concessão por meio de mais equipes de campo (custos operacionais), ou por meio de automação da rede (novos investimentos). Além disso essa competência visa avaliar também a apuração do saldo das despesas que são recuperadas para investimento conforme regulamento vigente. Segundo o MCSE, as imobilizações em curso constituídas com capital próprio poderão ser remuneradas com a respectiva capitalização desde que seja demonstrada a recuperabilidade e os futuros benefícios econômicos.
- **Controle de ativos reformados** – fechando o ciclo de vida dos ativos, essa competência visa avaliar os ativos que foram desativados para reforma e incluídos novamente após reforma, monitorando o ciclo de vida do ativo reformado bem como sua valoração após reforma em comparação com os ativos não reformados.

Para acompanhar as metas estabelecidas e avaliar os desvios continuamente, contribuindo para as análises realizadas em cada etapa do ciclo de vida, o

framework propõe alguns indicadores. Através dos indicadores, é possível estabelecer um diagnóstico das principais competências da gestão de ativos regulados.

Indicador de conciliação físico-contábil – recentemente através da REN 937/2021, a base de dados geográfica das distribuidoras (BDGD) passou a ser utilizada pela agência reguladora também como base física comprobatória da base contábil para fins de homologação da revisão tarifária periódica (RTP), utilizando uma análise de aderência entre ambas. Desta forma, conforme ilustrado na Figura 4-5, a prestação de informações tempestivas e com alta aderência entre as bases físicas e contábeis, tem impacto direto nos procedimentos de avaliação dos ativos e consequentemente, impacto na base de remuneração regulatória e no resultado societário das empresas. Através da conciliação dessas duas bases de dados que se forma o núcleo do laudo a ser validado no processo de revisão tarifária. Portanto, é fundamental um índice de aderência entre as bases maiores que 85% de forma a atestar a existência física dos ativos, e, evitando de estabelecer uma estimativa inflada para a base de ativos. Esta análise de aderência é realizada através da comparação da chave TUC + Atributos (A1 – A6) + Ano de Imobilização entre os ativos do ativo imobilizado em serviço (AIS) e BDGD.

Para o regulador, a conciliação entre os dados extraídos da BDGD e dados advindos do AIS é que garantem a existência física dos ativos em serviço na área de concessão da distribuidora. Desta forma, esse é um dos principais indicadores que devem ser observados e que irá sinalizar erros no processo de atualização da base (incremental e blindada), evidenciando as divergências dos cadastros físicos e contábeis.

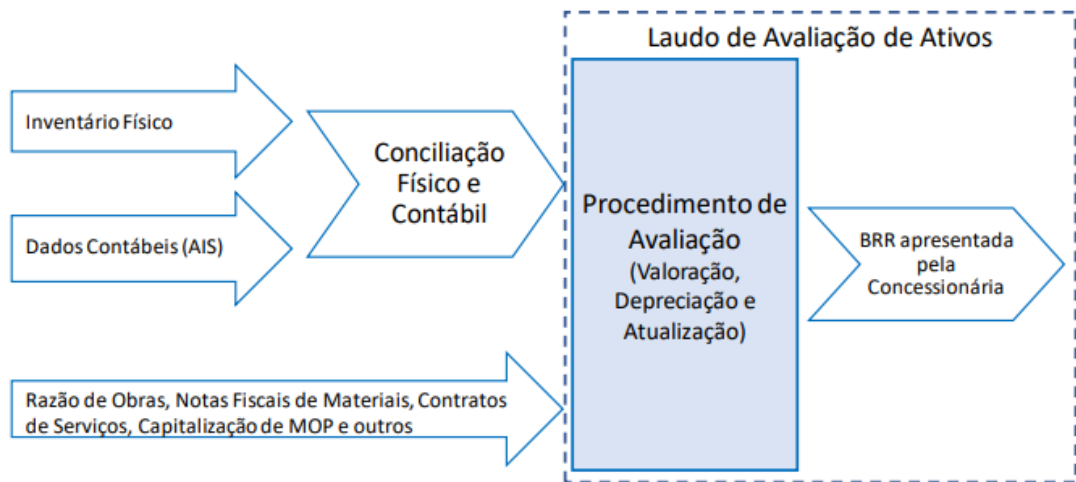


Figura 4-5 - Processo de elaboração do laudo de avaliação. Fonte: ANEEL

Indicador de aderência ao preço médio e de aderência do banco de preços referencial – este indicador mostra a eficiência da empresa e indica risco potenciais de glosas (montante que foi reconhecido x o montante executado na obra) de projetos por não estarem aderentes aos preços dos equipamentos principais, componentes menores e serviços. No caso de componentes menores e custos adicionais, eles são valorados a partir de banco de preços regulatórios, de forma que o custo dos investimentos realizados deve estar de acordo com os preços estabelecidos no banco de preço referencial ou devem ser justificados como obras atípicas. O conceito geral da forma de cálculo da eficiência ao BPR pode ser resumido na fórmula (4.1):

Distribuidora

$$VOC=VF+COM+CA$$

VOC = Valor Original Contábil

VF = Valor de fábrica da UC

COM = Valores gastos em COM

CA = Valores gastos em CA

ANEEL

$$VNR=VF+COM+CA$$

VNR = Valor Novo de Reposição

VF = Valor de fábrica da UC

COM = Valores tabelados ANEEL

CA = Valores tabelados ANEEL

Onde:

$$\frac{VNR}{VOC} * 100 = \text{Indicador de aderência (\%)} \quad (4.1)$$

Indicador acompanhamento regulatório CAPEX Previsto x Realizado x Reconhecido - permite a comparação entre o valor orçado no planejamento versus valor de execução da obra versus valor reconhecido por obra unitizada.

Indicador de capitalização - tem como finalidade a apuração do saldo das despesas que são recuperadas para investimento conforme regulamento vigente, acompanhando a evolução da recuperação de despesas e alocação em investimentos. Segundo o MCSE as imobilizações em curso constituídas com capital próprio poderão ser remuneradas com a respectiva capitalização desde que seja demonstrada a recuperabilidade e os futuros benefícios econômicos. Portanto, é importante avaliar detalhadamente e justificar a prudência e a aderência dos serviços executados, em função das orientações contidas no MCSE para diminuir o risco de glosa.

Indicador de aderência das baixas – permite identificar no AIS a melhor baixa a ser realizada considerando menor valor a partir das ordens de desativação, ou seja, utilizando por exemplo o critério de menor valor residual. O indicador consiste em identificar na base de ativos se realmente foram baixados os ativos corretos.

A gestão integrada do ciclo de vida do ativo é a etapa essencial para reconhecimento dos investimentos realizados, bem como é o momento em que se toma a decisão dos investimentos necessários para a prestação do serviço. Espera-se com o *framework* proposto e utilizando as metodologias atuais, que sejam aprimorados os processos que proporcionam estímulos aos investimentos eficientes e à modicidade tarifária.

4.4. GESTÃO DA BRR

O pilar de gestão da BRR é na realidade o resultado dos processos abordados pelos pilares de incentivos regulatórios, gestão da informação e acompanhamento e controle do ciclo de vida dos ativos, ilustrado na Figura 4-6. O objetivo da gestão da BRR é, a partir nas normativas regulatórias vigentes, gerar a base de remuneração a partir das informações físicas e contábeis (base conciliada de ativos), preparando a distribuidora para cumprir com os objetivos de prover informações tempestivas e consistentes, conforme o fluxo da Figura 4-5.

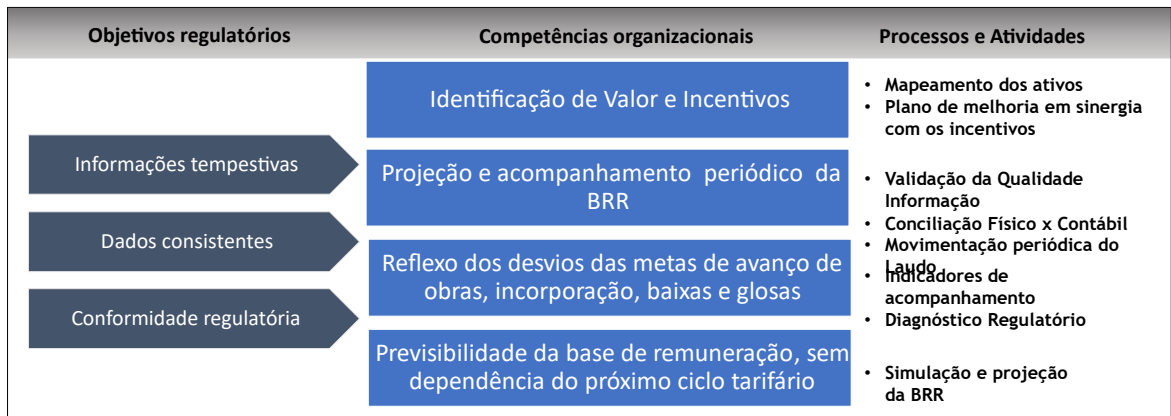


Figura 4-6 - Objetivos regulatórios, competências organizacionais, atividade e processos que devem ser desenvolvidos pelas distribuidoras.

Devido à complexidade e o esforço envolvido no cálculo da BRR e até mesmo pelas exigências regulatórias, grande parte das distribuidoras focam somente no período de revisão tarifária, deixando de ter um processo contínuo de avaliação e validação das projeções. Entretanto, essa realidade vem mudando, promovido pela maturidade dos sistemas de gestão de ativos, automatizando e reduzindo a complexidade envolvida nos processos de gestão da base de ativos, e pela necessidade de aprimoramento da governança e alinhamento sobre questões ESG (do inglês *Environmental, Social and Governance*) que reforçam o compromisso e a promoção da criação de valor sustentável para todos os públicos de interesse. Neste sentido, a gestão da BRR tem um papel crucial no impacto para acionistas e consumidores.

Como exemplo deste impacto, a Figura 4-7, Figura 4-8, Figura 4-9 e a Figura 4-10 ilustram alguns exemplos comparando o retorno sobre o investimento com a tarifa média de aplicação residencial. Para elaboração dos gráficos, os dados do EBITDA das distribuidoras foram extraídos do relatório de indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras[42] e os dados de tarifa painel de índices de reajustes das tarifas residenciais [43]

O Retorno sobre Investimentos (4.2) (em inglês *Return Over Investments - ROI*), é um indicativo econômico que representa a relação entre o retorno e o capital investido e permite mensurar o dinheiro produzido por cada real investido no sistema físico de produção, ou seja:

$$ROI = \frac{EBITDA}{BRRL} \tag{4.2}$$

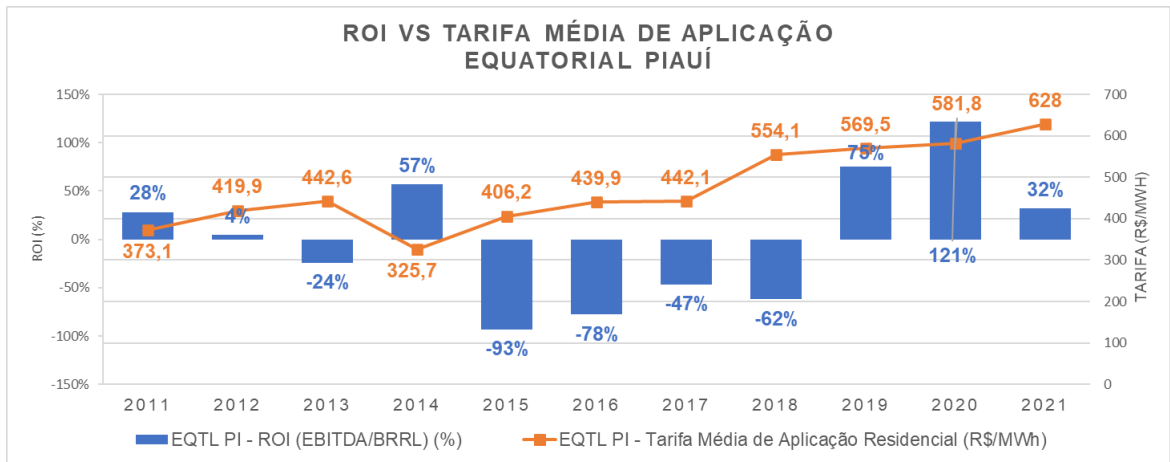


Figura 4-7 - ROI x Tarifa Média de Aplicação Residencial - Equatorial PI

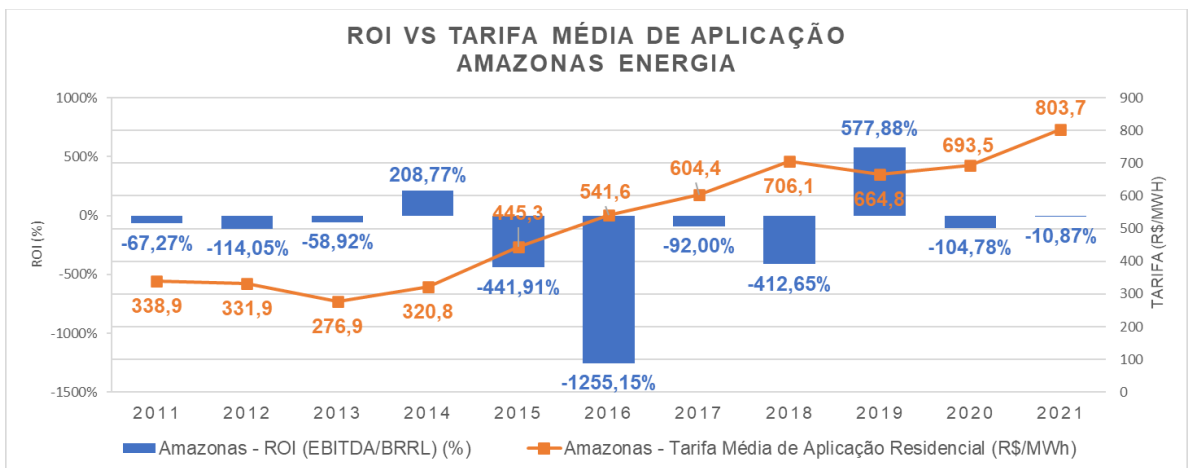


Figura 4-8 -ROI x Tarifa Média de Aplicação Residencial – Amazonas Energia

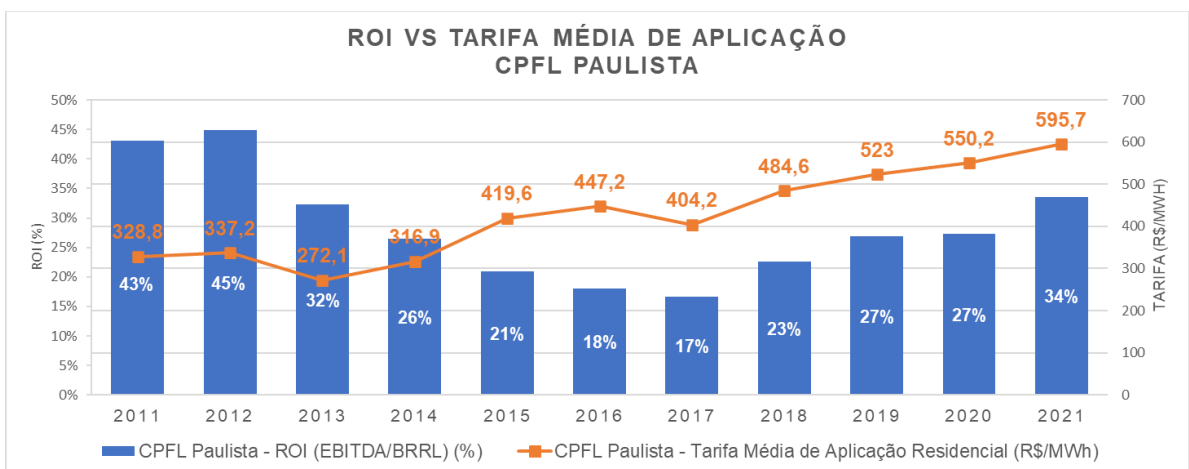


Figura 4-9 - ROI x Tarifa Média de Aplicação Residencial – CPFL Paulista

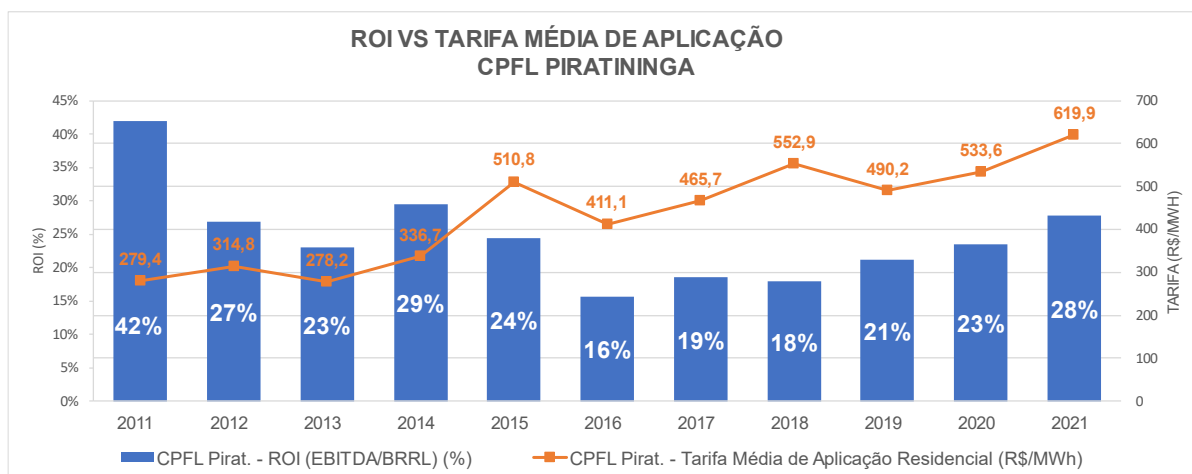


Figura 4-10 - ROI x Tarifa Média de Aplicação Residencial – CPFL Piratininga

O caso Equatorial PI ilustra a recuperação da antiga Cepisa. Após a privatização os valores de ROI passam a ser positivos e com resultados expressivos em 2019 e 2020. O caso da Amazonas Energia, apesar de aumentos significativos na tarifa chegando a R\$ 803,70 por MWh em 2021, a empresa ainda apresenta um resultado negativo de -11%. Esta empresa apresenta o maior índice de perdas não técnicas entre as demais distribuidoras, segundo o relatório de perdas de energia elétrica na distribuição [40]. Os casos das empresas CPFL Paulista e CPFL Piratininga ilustram o padrão das maiorias das distribuidoras, onde há uma correlação positiva entre o retorno dos investimentos e a tarifa regulatória.

O que se espera da gestão da BRR é contribuir para que seja alcançado o equilíbrio entre a remuneração adequada das distribuidoras sem prejuízos para o consumidor, ou seja, maximizar o valor dos ativos, aumentando a eficiência na captura dos incentivos regulatórios sem necessariamente de aumentar investimentos não prudentes que irão implicar em aumentos tarifários.

5. CONCLUSÕES GERAIS

5.1. CONTRIBUIÇÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao longo dos últimos dez anos, são notáveis as evoluções e as exigências estabelecidas pela ANEEL em relação ao controle patrimonial pelos agentes do Setor Elétrico Brasileiro, sendo implementadas por diversas resoluções normativas, tais como: MCPSE – Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional e PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária. Dessa forma, passou-se a exigir das empresas do setor, novos procedimentos para registro, identificação e acompanhamento dos ativos. Entretanto, ainda são necessários aprimoramentos nas metodologias de cálculo da BRR, proporcionando estímulos aos investimentos eficientes, à modicidade tarifária e à melhoria da qualidade do serviço.

Contribuindo para elevar os graus de eficiência econômica nos mercados regulados, como também o bem-estar social, o *framework* proposto neste trabalho busca inserir a perspectiva regulatória na gestão de ativos, de forma a maximizar o valor dos ativos em serviço e aumentar a eficiência na captura dos incentivos regulatórios, contribuindo para uma visão conjunta dos interesses público, privado, e socio-ambiental tendo em vista que a empresa privada visa o lucro, e o setor público visa à prestação do serviço adequado com tarifas justas, contribuindo para a sustentabilidade da sociedade brasileira.

O *framework* proposto é uma abordagem holística e deve ser adaptado para cada empresa conforme seus objetivos estratégicos. Apesar das concessionárias de energia serem reguladas e, passarem por processos de fiscalização e reposicionamento tarifários recorrentemente, a realidade diária dessas empresas carece de processos estruturados e integrados para tratar as demandas regulatórias em todo o ciclo de vida dos ativos e, não somente como parte final dos processos, como em resposta a ofícios ou às entregas regulatórias ordinárias ou extraordinárias.

A proposta de um acompanhamento contínuo, com validações e indicadores regulatórios, desde a fase de planejamento e projeto até o descarte do ativo, permite rastreabilidade e visibilidade das falhas na gestão de ativos e resulta em melhores

resultados financeiros e operacionais. Além disso, a atuação conforme uma estratégia regulatória promove uma maior visibilidade da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, com base no conjunto de metodologias e premissas utilizadas.

A análise das distribuidoras brasileiras, mostra que além de rever os mecanismos de valoração, deve-se estruturar processos que permitam ter rastreabilidade e relacionar a base de dados física, o cadastro de ativos, à base de remuneração, evitando os casos atípicos, erros de avaliação nos ciclos de revisão e principalmente, a conformidade de que todos os ativos avaliados na base de remuneração estão instalados.

Ao realizar a gestão da base de remuneração e priorizar os investimentos baseado na análise de seus impactos financeiros, o *framework* possibilita às distribuidoras realizar investimentos mais assertivos, com foco nos critérios com maior retorno, tais como: maximização do valor da BRR, redução do nível de despesas operacionais, melhoria de qualidade de serviços e consequente redução da perda de receita ocasionada pelo ressarcimento de violação de indicadores individuais por consumidor e redução do nível de perdas.

Para o regulador, os pilares propostos pelo *framework* promovem padronização, agilidade e facilidade para as atividades de fiscalização e prestação de informações pelas concessionárias, reduzindo a assimetria de informação. Contribui também, para que haja transparência nos investimentos e previsibilidade da BRR.

5.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Diante dos estudos efetuados, verificou-se que o atual modelo de remuneração é um risco à modicidade tarifária, em relação à necessidade do volume de capital investido. Esse risco pode ser mitigado através de práticas que buscam dar mais transparências e assertividade nos investimentos no setor, como as propostas pelo *framework* de gestão de ativos regulado. Entretanto, por ser uma modelo conceitual, é necessário o desenvolvimento de modelos de investimentos solucione essa complexa otimização do uso de recursos e o impacto no bem-estar social. Sendo a energia um insumo básico para a produção de bens e serviços em todas as atividades, de forma que seu preço impacta na cadeia de produção e na economia do país, os

benefícios de um modelo otimizado extrapolam o benefício direto de reduzir as despesas com energia elétrica no orçamento das famílias, e influencia a competitividade de todo o país.

Assim as questões seguintes podem ser abordadas em trabalhos futuros, contribuindo para uma regulação mais efetiva:

- Modelagem para melhor equacionar objetivos conflitantes acerca de desempenho, custo, risco e retorno: definir uma metodologia que relaciona os investimentos em expansão e melhoria com o desempenho medido em índices de adequação e conformidade e, o impacto na tarifa, conciliando o interesse não somente visando o lucro, mas o bem-estar socioeconômico agregado à economia do país pelo setor elétrico.
- O *framework* proposto foca na gestão de ativos físicos, mas é importante expandí-lo para abordar práticas para gestão do ativo intelectual e de capital humano das concessionárias, do agente regulador e dos demais agentes do setor elétrico nacional.
- Ao estabelecer práticas de gestão do ciclo de vida, pode-se desenvolver algoritmos para otimizar a vida útil dos ativos e definição do momento ótimo de substituição, considerando essa abordagem integrada.

5.3. ARTIGOS PUBLICADOS

Guilherme Ferreira da Mata

Endereço para acessar seu CV: <http://lattes.cnpq.br/7769607012636323>

- DA MATA, GUILHERME ; SOUZA, FELIPE ; BONATTO, BENEDITO DONIZETI . Análise da efetividade dos descontos aplicados à TSEE através da caracterização dos consumidores de baixa renda. In: ANAIS DA XIV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2021, online: Galoa, 2021. v. 1.
- DOS REIS, JOÃO PAULO ; DA MATA, GUILHERME ; VILAS BOAS PAPPIMACIEL, NATÁLIA ; SILVA, PATRICIA ; BONATTO, BENEDITO DONIZETI

. Variação da Tarifa de Eletricidade Residencial no Brasil. In: ANAIS DA XIV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2021, online.: Galoa, 2021. v. 1.

ANEXO I – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

Tabela 3 - Base de Remuneração Regulatórias das Distribuidoras. Fonte: [45] e [46]

Distribuidora	Base de Remuneração (Milhões R\$)									
	Ciclo 1		Ciclo 2		Ciclo 3		Ciclo 4		Ciclo 5	
	BRRb	BRRi	BRRb	BRRi	BRRb	BRRi	BRRb	BRRi	BRRb	BRRi
AmE	2054,95	1012,88	892,42	481,77	362,76	257,22	2631,85	1780,48		
CEA	756,47	465,51								
CEDRAP	24,71	15,80	55,24	43,55						
CEDRI	11,44	5,29								
CEEE-D	2011,58	1038,47	2692,15	1319,77	2535,42	1245,21	3107,37	1688,89	4900,03	2953,46
CEGERO	47,01	37,50								
CEJAMA	15,38	11,39								
CELESC-DIS	3090,32	1606,12	3652,10	1845,68	4408,54	2329,38	5731,21	3006,60	8381,40	4834,65
CELETRO	228,73	146,56								
CELPE	2475,93	1300,19	3036,94	1749,96	3937,63	2164,76	6246,99	3514,87	9229,26	5648,10
CEMIG-D	11163,31	4395,43	3024,73	1146,07	15355,84	5511,77	20214,06	8786,26		
CEMIRIM	85,83	68,05								
CEPRAG	27,38	14,10								
CERAÇÁ	43,89	39,36								
CERAL	11,62	3,52	22,24	11,94						
CERAL ARARUAMA	20,11	14,63								
CERAL DIS	13,86	9,05								
CERBRANORTE	37,32	26,20								
CERCI	65,63	42,98								
CERCOS	5,02	3,03	10,82	7,43						

	Base de Remuneração (Milhões R\$)									
	Ciclo 1		Ciclo 2		Ciclo 3		Ciclo 4		Ciclo 5	
CEREJ	42,11	21,48								
CERES	9,57	6,40								
CERFOX	119,11	85,23								
CERGAL	18,59	13,06								
CERGAPA	15,55	8,08								
CERGRAL	8,98	7,75								
CERILUZ	118,70	96,24								
CERIM	28,93	19,86	58,76	40,84						
CERIPA	92,47	56,24								
CERIS	15,49	10,51	25,40	15,95						
CERMC	126,00	8,77								
CERMISSÕES	122,85	84,52								
CERMOFUL	30,72	22,29								
CERNHE	27,59	16,57	31,91	23,33						
CERPALO	19,76	14,85								
CERPRO	17,81	13,57								
CERRP	25,93	12,93	54,99	42,30						
CERSAD	79,93	5,90								
CERSUL	69,25	55,50								
CERTAJA	91,00	70,62								
CERTEL	205,78	138,93								
CERTHIL	68,38	45,22								
CERTREL	9,86	7,10								
CERVAM	30,43	16,82								
CETRIL	68,45	44,84	133,02	88,89						
CFLO	27,10	9,48	32,71	15,04	36,38	14,86	45,18	20,79		

	Base de Remuneração (Milhões R\$)									
	Ciclo 1		Ciclo 2		Ciclo 3		Ciclo 4		Ciclo 5	
CHESP	33,28	16,03	41,38	18,60	42,04	25,12	61,42	32,45	80,10	43,47
CNEE	75,61	37,90	105,48	47,35	124,89	75,83				
COCEL	45,53	14,68	45,27	17,14	49,52	20,09	69,79	41,51	71,75	37,28
CODESAM	22,60	19,16								
COELBA	4632,93	2033,58	5186,63	2773,85	7395,31	3910,76	12898,65	7380,49		
COOPERA	49,95	41,17								
COOPERALIANÇA	24,67	18,01	32,13	20,84	51,25	33,05	71,18	43,22		
COOPERCOCAL	28,69	20,98								
COOPERLUZ	76,62	50,99								
COOPERMILA	5,54	4,34								
COOPERNORTE	28,24	20,70								
COOPERSUL	55,95	34,66								
COOPERZEM	42,26	28,68								
COORSEL	27,53	21,76								
COPEL-DIS	5314,93	1315,67	6700,53	1920,73	7622,44	2552,25	9170,99	4920,38	11763,71	8362,12
COPREL	367,47	227,53								
COSERN	817,90	418,25	1159,29	593,09	1590,19	914,29	2553,48	1652,65		
CPFL Leste Paulista	55,59	30,41	108,31	77,58	80,11	46,66	150,78	101,61		
CPFL Paulista	4953,31	2217,54	5540,91	2330,30	7421,49	3310,35	9456,64	5193,31		
CPFL Piratininga	1577,15	787,48	1992,58	1025,03	2542,04	1282,53	3020,17	1905,67	3836,73	2486,68
CPFL Santa Cruz	293,81	131,67	226,36	98,79	248,14	96,24	328,10	194,23	1680,43	1213,46
CPFL Sul Paulista	70,14	34,70	91,90	51,37	120,20	64,69	210,26	123,70		
CRELUZ-D	115,50	78,16								
CRERAL	52,59	40,26								
DCELT (IENERGIA)	22,55	7,96	23,14	11,13	36,52	13,11	36,25	12,80	42,06	25,66
DEMEI	22,15	9,81	11,80	7,48	17,29	11,01	32,21	23,20		

	Base de Remuneração (Milhões R\$)									
	Ciclo 1		Ciclo 2		Ciclo 3		Ciclo 4		Ciclo 5	
ETO	703,79	330,31	661,60	231,35	696,72	228,96	1144,22	577,08	2004,74	1370,46
FORCEL	9,66	2,55	R\$ 737,47k	3,95	7,02	4,15	8,61	4,40	10,47	5,32
HIDROPAN	11,89	7,47	9,80	6,29	20,62	19,51	33,02	25,37		
LIGHT	8048,60	4320,59	8077,44	4673,71	11974,21	6711,31	15775,52	8466,65	21282,46	10133,38
MUXENERGIA	4,75	4,45	5,19	3,99	5,93	5,66	9,58	6,76		
NEOENERGIA BRASÍLIA (CEB-DIS)	1311,96	467,69	1095,86	510,15	1339,65	699,66	1821,93	880,54	2206,58	1143,80
RGE (RGE SUL)	1601,02	833,01	2363,48	1192,07	2617,34	1551,99	4374,35	3032,36		
RRE (RORAIMA ENERGIA)	77,67	44,54	113,43	96,25	188,44	142,27	662,92	451,70		
SULGIPE	68,80	21,27	73,40	29,00	84,00	38,33	130,06	65,14	203,60	117,36
UHENPAL	11,64	4,29	12,90	5,66	18,23	8,86	25,08	13,48		

Tabela 4 - BRR Líquida por ano reajustada pelo IPCA. Fonte: [45] e [46]

Distribuidoras	BRR Líquida (Milhões R\$)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
AmE	542,71	572,74	257,22	274,08	302,79	323,95	333,03	346,50	357,85	1780,48	1971,67
CEDRAP	14,92	15,80	16,71	17,80	19,67	43,55	44,77	46,58	48,11	50,18	55,57
CEEE-D	1549,44	1245,21	1317,12	1403,46	1550,48	1688,89	1736,24	1806,49	1865,65	1946,09	2953,46
CELESC-DIS	2158,04	2329,38	2471,26	2632,21	2882,94	3006,60	3080,44	3209,60	3319,65	3400,59	4834,65
CELPE	1961,94	2062,08	2164,76	2300,70	2488,70	2719,60	3514,87	3611,98	3790,43	3881,37	5648,10
CEMIG-D	1351,69	1419,12	5511,77	5863,13	6359,92	6952,73	7202,84	8786,26	9195,54	9368,21	10122,92
CERCOS	2,87	3,03	3,23	3,43	3,71	7,43	7,73	7,94	8,34	8,54	9,11
CERIM	18,76	19,86	21,01	22,38	24,73	40,84	41,99	43,69	45,12	47,06	52,12
CERIS	9,97	10,51	11,17	11,90	13,04	15,95	16,38	17,12	17,67	18,08	19,70
CERNHE	15,74	16,57	17,65	18,77	20,36	23,33	24,17	24,86	26,02	26,50	28,64
CERRP	12,27	12,93	13,77	14,64	15,84	42,30	44,02	45,24	47,47	48,61	51,90
CETRIL	42,36	44,84	47,43	50,53	55,83	88,89	91,38	95,08	98,19	102,43	113,43
CFLO	17,63	14,86	15,85	16,89	18,39	20,79	21,41	22,35	23,10	23,60	25,57
CHESP	21,84	25,12	26,57	28,31	31,28	32,45	33,36	34,71	35,84	37,39	43,47
CNEE	44,70	47,35	50,43	53,64	58,18	75,83	78,56	80,80	84,56	86,15	93,09
COCEL	20,09	20,09	21,44	22,84	24,87	41,51	42,76	44,63	46,14	47,12	37,28
COELBA	3281,94	3449,45	3910,76	4156,34	4495,97	4913,10	5113,68	7380,49	7745,12	7930,95	8467,03
COOPERALIANÇA	23,34	24,57	33,05	35,20	38,55	42,01	43,22	45,04	46,58	47,72	52,33
COPEL-DIS	2252,07	2552,25	2723,15	2900,79	3158,79	4920,38	5067,92	5290,46	5468,55	5585,16	8362,12
COSERN	701,72	737,54	914,29	971,70	1051,10	1148,62	1195,51	1652,65	1734,29	1775,90	1895,94
CPFL Leste Paulista	91,59	46,66	49,74	52,80	57,09	101,61	106,25	109,10	114,09	117,86	125,05
CPFL Paulista	2757,14	2897,87	3310,35	3518,23	3805,72	4158,81	4328,59	5193,31	5449,88	5580,64	5957,85
CPFL Piratininga	1282,53	1352,42	1431,37	1525,66	1905,67	2055,71	2111,24	2207,45	2486,68	2584,12	2859,91
CPFL Santa Cruz	116,63	96,24	102,58	108,89	117,74	194,23	203,11	208,55	218,09	225,30	1213,46
CPFL Sul Paulista	60,65	64,69	68,95	73,20	79,15	123,70	129,35	132,82	138,89	143,48	152,23

DCELT (IENERGIA)	13,01	13,11	13,91	14,81	16,22	12,80	13,11	13,66	14,13	14,48	25,66
DEMEI	8,37	8,80	11,01	11,73	12,85	13,97	23,20	24,24	25,02	25,60	27,90
DMED	116,13	122,56	129,64	138,13	116,13	124,25	127,73	132,90	137,25	164,41	182,07
EBO	44,80	47,42	67,02	70,82	76,28	84,18	117,73	121,07	125,78	130,82	160,71
EDEVP	76,19	62,05	66,09	70,30	100,75	110,15	114,11	117,37	122,83	125,14	135,22
EDP SP	1544,53	1628,70	1723,78	1837,33	1667,44	1798,73	1847,32	1931,51	2423,07	2518,01	2786,75
EEB	100,05	84,16	89,63	95,35	103,43	139,93	144,96	149,10	156,04	158,97	171,78
EFLJC	R\$ 912,20k	1,22	1,29	1,38	1,51	1,74	1,79	1,86	1,93	1,97	2,59
EFLUL	4,70	5,29	5,61	5,98	6,55	8,29	8,50	8,85	9,16	9,38	10,59
ELEKTRO	2080,27	2189,29	2322,63	2473,90	2825,28	3078,84	3154,45	3286,72	3904,58	3999,79	4386,96
ELETROCAR	14,09	14,83	17,29	18,42	20,18	21,94	53,78	56,19	58,00	59,34	64,68
ELFSM	85,48	98,90	104,69	111,76	122,36	156,37	160,34	167,60	172,45	177,85	184,17
EMG	195,48	218,29	232,91	248,10	270,17	308,03	317,27	331,20	342,35	349,65	518,67
EMS	981,43	1031,52	1152,64	1225,02	1325,12	1448,06	1507,18	1864,52	1956,63	2003,58	2139,01
EMT	1221,96	1284,33	1693,49	1799,83	1946,91	2127,54	2214,39	3459,75	3630,68	3717,79	3969,09
ENEL CE	1919,45	2017,42	2148,42	2283,33	2686,39	2935,63	3055,48	3139,90	4241,30	4343,06	4636,62
ENEL GO (CELG-D)	1198,72	1264,04	1530,77	1631,61	1793,61	1934,83	1987,10	2961,17	3036,24	3155,21	3491,95
ENEL RJ	3510,12	3689,28	3928,85	4047,56	4378,30	4784,51	4979,84	6033,66	6331,75	6483,67	6921,92
ENEL SP (ELETROPAULO)	4445,09	4676,17	4969,40	5292,52	6034,59	6561,76	6739,69	7041,96	8573,80	8771,48	9560,46
ENF	64,42	69,22	73,85	78,67	85,67	102,22	105,29	109,91	113,61	116,03	121,99
EPB	628,08	661,00	818,15	871,44	954,45	1040,10	1318,37	1373,65	1762,27	1805,24	1979,99
Equatorial AL (CEAL)	427,02	448,33	443,84	472,13	512,13	559,87	580,01	596,57	624,36	1354,07	1463,16
Equatorial MA (CEMAR)	1588,59	1671,84	2068,89	2203,64	2413,54	2630,15	3309,96	3448,74	3566,99	3653,97	4365,60
EQUATORIAL PA (CELPA)	1472,15	1549,30	1643,66	1750,71	3090,03	3367,35	3450,05	3594,71	4962,92	5083,94	5576,05
Equatorial PI (CEPISA)	384,24	406,68	317,74	338,10	374,18	397,71	409,43	424,77	443,06	1671,30	1839,45
ERO (CERON)	356,27	377,07	371,99	395,82	438,07	465,61	479,34	497,29	518,71	1566,90	1724,55
ESE	384,31	403,93	497,61	528,86	572,07	625,15	650,67	797,26	836,65	856,72	914,63
ETO	270,26	228,96	243,32	259,14	283,91	577,08	592,73	619,31	639,27	654,01	1370,46
FORCEL	4,61	4,15	4,40	4,68	5,13	4,40	4,51	4,70	4,86	4,98	5,32

HIDROPAN	7,03	7,40	19,51	20,77	22,76	24,75	25,37	26,51	27,36	28,00	30,51
LIGHT	5529,80	5812,05	8466,65	8998,32	9733,61	10636,68	8466,65	8700,57	9130,42	9349,48	10133,38
MUXENERGIA	4,46	4,69	5,66	6,02	6,60	7,18	6,76	7,06	7,29	7,46	8,13
NEOENERGIA BRASÍLIA (CEB-DIS)	597,98	699,66	740,51	789,29	867,65	880,54	904,33	945,54	969,51	1007,50	1143,80
RGE (RGE SUL)	1397,70	1466,41	1551,99	1653,24	1800,28	1959,49	2018,25	3032,36	3134,43	3201,27	3468,49
RRE (RORAIMA ENERGIA)	108,43	114,43	142,27	151,60	167,48	179,18	184,21	191,66	197,93	451,70	500,21
SULGIPE	34,20	38,33	40,82	43,42	47,10	51,49	65,14	67,00	70,12	71,44	77,20
UHENPAL	6,35	6,66	8,86	9,42	10,22	11,17	13,48	13,86	14,51	14,78	15,97

ANEXO II – INVESTIMENTOS

Tabela 5 - Dados de investimentos entre 2011 e 2021. Fonte: [36] e [35]

Distribuidoras	Investimentos (Milhões R\$)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
AmE	322,36	768,57	898,85	314,57	210,62	299,86	61,74	96,16	166,43	394,41	282,80
CEA	31,34	31,48	33,42	68,59	94,57	17,31	325,69	R\$ 518,61k	9,72	9,12	6,78
CEEE-D	192,98	137,82	237,73	272,76	190,85	176,75	160,61	86,49	317,54	178,23	559,59
CELESC-DIS	300,98	265,43	231,80	323,53	344,06	367,40	393,84	402,86	454,91	526,67	608,12
CELPE	325,96	499,43	249,22	418,12	655,59	775,88	672,80	621,22	556,24	710,39	625,25
CEMIG-D	1165,74	1101,72	1221,02	920,79	984,78	1128,80	1082,24	822,20	810,70	890,30	920,47
CFLO	2,95	2,23	1,75	3,76	6,16	3,87	2,85	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k
CHESP	6,16	15,42	5,51	1,98	1,34	6,07	6,50	2,48	3,44	2,26	5,19
CNEE	8,49	7,82	6,34	14,60	25,53	16,56	7,57	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k
COCEL	6,07	4,77	6,26	7,68	10,10	8,95	4,00	3,22	3,95	3,67	6,09
COELBA	755,29	1162,89	690,61	562,87	653,37	1003,71	726,11	1575,17	1732,68	1607,44	2078,31
COOPERALIANÇA	10,55	6,54	12,39	8,27	10,18	8,47	9,31	5,29	4,53	10,25	6,85
COPEL-DIS	644,39	645,55	643,20	836,18	699,45	747,83	616,98	773,67	668,81	937,23	990,16
COSERN	155,24	175,06	129,78	180,91	182,69	217,73	192,91	257,15	283,22	312,43	351,96
CPFL Leste Paulista	34,47	10,79	16,30	9,55	10,91	14,28	13,39	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k
CPFL Paulista	690,64	998,41	341,59	319,25	445,31	629,92	803,83	486,21	625,42	718,03	965,53
CPFL Piratininga	223,11	120,87	153,23	185,76	159,19	171,62	249,12	293,64	278,86	180,91	232,03
CPFL Santa Cruz	39,03	39,86	26,79	32,96	25,46	36,87	33,86	154,03	119,46	210,23	144,74
CPFL Sul Paulista	26,52	15,33	9,66	10,68	12,43	24,68	24,82	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k
DCELT (IENERGIA)	1,96	4,95	5,85	2,90	6,68	11,83	9,67	4,15	4,86	6,07	7,74
DEMEI	2,44	3,76	1,69	10,41	11,41	4,42	18,17	1,30	1,15	1,66	2,18

Investimentos (Milhões R\$)

Distribuidoras	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
DMED	6,78	10,25	14,32	12,33	15,70	17,14	10,37	12,41	21,87	13,37	13,39
EBO	23,78	26,89	20,14	27,99	41,58	18,18	21,18	17,76	15,95	13,01	15,06
EDEVP	14,41	10,84	5,94	16,51	22,64	25,48	10,39	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k
EDP ES	132,52	131,10	161,13	171,22	171,28	231,00	277,51	317,67	290,71	361,29	531,98
EDP SP	173,84	94,09	126,33	152,69	88,30	238,38	260,20	295,96	279,28	300,78	434,08
EEB	16,26	16,30	8,25	16,06	32,53	21,02	10,93	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k
EFLJC	R\$ 260,29k	R\$ 233,48k	R\$ 653,32k	R\$ 843,84k	R\$ 124,00k	R\$ 174,60k	R\$ 98,71k	R\$ 188,42k	R\$ 238,97k	R\$ 301,67k	R\$ 411,62k
EFLUL	R\$ 544,33k	R\$ 994,49k	R\$ 731,11k	1,15	1,24	R\$ 904,31k	R\$ 749,36k	R\$ 738,61k	R\$ 891,47k	1,34	1,36
ELEKTRO	279,06	277,37	329,29	333,38	234,95	380,52	412,28	622,32	473,92	560,06	604,25
ELETROCAR	6,55	30,37	23,59	22,31	11,51	6,66	9,02	2,42	2,67	2,31	4,60
ELFSM	32,58	32,42	43,09	31,38	51,78	5,26	7,00	11,85	11,78	12,81	15,22
EMG	78,50	58,45	65,66	73,67	92,69	60,69	120,18	55,76	66,64	90,27	64,24
EMS	138,63	133,58	118,85	167,51	180,90	218,08	220,52	166,65	247,49	211,43	362,05
EMT	237,57	225,54	326,47	279,67	560,19	955,41	1338,58	494,60	788,31	585,01	533,89
ENEL CE	187,65	176,28	256,00	281,27	342,84	534,90	674,65	739,25	591,94	751,69	442,89
ENEL GO (CELG-D)	165,02	152,05	131,55	293,96	381,66	151,22	522,69	422,74	304,37	663,11	918,93
ENEL RJ	451,85	409,54	417,26	523,10	752,68	958,84	927,48	574,10	518,23	614,40	655,58
ENEL SP (ELETROPAULO)	976,53	627,35	537,03	432,95	522,92	811,62	1019,00	989,56	738,96	671,35	566,54
ENF	24,19	12,66	12,15	12,68	28,29	6,50	10,93	5,48	7,61	14,44	8,03
EPB	142,10	192,63	195,79	265,05	162,93	144,91	198,97	145,79	142,35	172,77	165,99
Equatorial AL (CEAL)	72,13	111,09	118,22	96,93	106,37	152,68	150,05	120,22	242,68	96,69	156,44
Equatorial MA (CEMAR)	783,65	497,15	180,62	512,01	498,01	620,91	297,27	387,12	234,93	409,99	592,55
EQUATORIAL PA (CELPA)	622,17	380,17	249,65	635,37	495,67	659,84	720,56	967,58	961,11	505,25	515,52
Equatorial PI (CEPISA)	-R\$ 25762,00k	277,49	138,52	105,76	129,05	128,84	121,80	41,05	416,13	218,60	275,96

Distribuidoras	Investimentos (Milhões R\$)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ERO (CERON)	68,86	162,74	203,33	167,56	184,19	199,09	131,04	143,88	251,28	481,17	687,48
ESE	91,83	136,74	104,84	128,91	96,84	82,36	151,41	55,00	65,43	70,44	109,01
ESS	15,84	16,64	10,40	30,76	58,72	30,45	170,59	93,61	131,60	216,08	120,43
ETO	98,14	162,23	76,27	80,13	334,08	267,28	378,55	250,46	325,92	175,30	176,46
FORCEL	R\$ 577,96k	2,18	5,03	2,43	1,99	1,28	R\$ 947,91k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k	R\$ 0,00k
HIDROPAN	3,77	16,03	4,37	2,60	3,00	1,92	2,30	R\$ 914,99k	1,02	1,47	2,04
LIGHT	852,22	722,44	784,52	1034,89	948,72	748,17	693,49	596,72	610,47	549,56	735,09
MUXENERGIA	1,26	R\$ 901,80k	R\$ 450,70k	1,14	1,33	1,25	2,05	R\$ 426,70k	R\$ 539,94k	R\$ 406,66k	R\$ 711,16k
NEOENERGIA BRASÍLIA (CEB-DIS)	88,62	75,17	100,88	33,35	92,01	29,56	79,11	66,97	12,22	3,27	109,10
RGE (RGE SUL)	553,58	757,02	538,69	399,77	514,66	620,70	788,45	1336,84	1393,29	1527,03	2404,03
RRE (RORAIMA ENERGIA)	36,05	19,72	15,16	21,46	24,87	20,45	13,39	3,79	25,50	14,97	52,87
SULGIPE	18,73	17,95	27,90	26,14	30,43	48,42	33,26	8,84	7,04	16,38	28,17
UHENPAL	1,56	R\$ 971,56k	2,23	3,08	2,46	8,62	4,69	1,39	1,35	1,75	2,38

ANEXO III – DADOS DE MERCADO

Tabela 6 - Informações de consumo por ano. Fonte: SAMP

Distribuidora	Consumo de Energia Elétrica (MWh)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
AME	4999446	5514009	5888577	6100631	6438505	5853892	4713960	4534507	4641603	4634170	4445121
CEA	825310	885530	965146	1020233	1057462	1112438	1069150	1052139	1068105	1013148	1121842
CEEE-D	7613804	7901284	7930588	8146280	7673172	7137317	6776294	6788621	6522831	6263442	6030214
CELESC-DIS	1453772	1500979	1522163	1632843	1580210	1493124	1411981	1421405	1437695	1409306	1430342
	4	2	0	5	0	6	3	4	9	7	0
CELPE	1017404	1004457	1067039	1121894	1144386	1127904	1077134	1090456	1100449	1030681	1061371
	5	3	6	1	5	4	5	2	2	7	5
CEMIG-D	2432382	2470344	2577738	2693415	2644515	2600947	2508174	2521127	2557718	2441509	2456517
	1	1	7	9	6	8	1	1	8	4	9
CFLO	267580	277722	288001	297749	285945	266321	223283	107079	0		
CHESP	93596	101547	107608	114080	114346	115448	116893	120695	124056	121667	120575
CNEE	493027	510532	524481	564497	554030	550769	544976	284086	0		
COCEL	268307	282457	296816	305824	311775	251842	196143	192852	191766	194030	200702
COELBA	1503901	1472921	1563375	1634933	1685517	1734798	1625729	1651594	1717401	1566664	1635137
	8	1	1	2	2	7	2	3	3	9	7
COOPERALIANÇA	162853	174711	186567	201109	179836	147909	153626	167573	185672	194114	203531
COPEL-DIS	2230315	2324764	2292621	2420823	2402649	2231451	1973592	1956163	1967705	1886344	1865516
	9	8	2	2	6	2	7	0	3	8	2
COSERN	3940647	4170708	4418741	4616902	4667818	4747500	4638265	4629447	4699644	4498760	4606879
CPFL Leste Paulista	264304	266429	273452	295554	284641	286991	297898	46674			0
CPFL Paulista	2097187	2145826	2178297	2279095	2200957	2108630	2038904	2047086	2088386	1987139	1999503
	9	4	7	6	1	1	4	7	4	7	3
CPFL Piratininga	8970541	9051262	9065114	9418747	9123775	8479717	7801894	7766259	7837875	7334539	7460694

Distribuidora	Consumo de Energia Elétrica (MWh)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CPFL Santa Cruz	820681	888236	910365	959867	929436	895776	852183	140694			0
CPFL Sul Paulista	373525	364569	365579	382136	392206	390352	387257	64210			0
DCELT (IENERGIA)	212006	215270	197252	205914	207922	189630	181271	184888	187916	187878	185756
DEMEI	115759	123048	123542	137094	127837	133688	134219	134464	137657	141303	139240
DMED	385086	396078	405487	423195	400664	321229	285891	296337	304316	272523	279542
EBO	601801	635462	673276	694596	660502	602054	549362	559598	552814	547038	551965
EDEVP	761297	819693	827618	874145	848408	807101	792804	417089	0		
EDP ES	5366231	5664538	6002741	6324634	6480674	6141935	5730137	5842233	6170942	5810694	5797489
EDP SP	9271117	9399260	9399332	9592489	9214825	8602814	7980548	7940241	7985897	7570073	7316796
EEB	679985	664994	694364	730910	717213	673135	637459	318218	0		
EFLJC	12399	13189	13659	16379	16731	15123	13438	13223	13855	14974	15072
EFLUL	56877	59398	62705	73555	77134	41217	39901	33595	33436	30266	27381
ELEKTRO	1212048	1208348	1254621	1302314	1264126	1149619	1086834	1080654	1093531	1066198	1058173
	3	5	7	3	0	0	2	1	9	7	3
ELETROCAR	153409	162903	173106	184216	173693	176535	163683	167888	158752	158771	145759
ELFSM	417784	458867	497072	524524	561033	521910	482095	470045	529838	471138	512218
EMG	1081891	1098680	1146325	1208586	1219765	1201622	1204607	1223279	1241482	1228363	1201832
EMS	3618028	3905127	4089456	4451617	4483146	4315649	4318512	4357832	4562337	4519047	4375235
EMT	5250825	5619885	6156564	6724907	6933147	6756503	7030806	7166462	7640450	7777983	7526988
ENEL CE	8057692	8742259	9442507	9968034	1015874	1027453	9609348	9810563	1002497	9695713	1009062
					7	1			6		7
ENEL GO (CELG-D)	9784350	1049624	1111414	1170739	1200641	1169740	1100806	1104630	1123312	1105601	1101307
		2	5	5	9	4	9	3	9	2	8
ENEL RJ	8684422	8992723	9210694	9792000	9739897	9280913	8714923	8569598	8534438	8115116	7998602
ENEL SP (ELETROPAULO)	3675619	3762244	3751562	3787381	3621277	3449357	3281026	3229941	3236747	2968098	2893498
	5	9	6	5	7	4	0	6	8	1	1
ENF	318292	326710	338596	342778	328860	321169	307649	296121	300202	290441	293537

Distribuidora	Consumo de Energia Elétrica (MWh)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
EPB	3170045	3400757	3520663	3786116	3781564	3693985	3645785	3722268	3767999	3746052	3865611
Equatorial AL (CEAL)	2654542	3006974	3194663	3332535	3354373	3320801	3307128	3190064	3173748	3178918	3240412
Equatorial MA (CEMAR)	4373554	4774913	5205381	5591184	5822325	6012249	5879156	5843767	5929945	6001233	6152134
EQUATORIAL PA (CELPA)	6321764	6412034	6940732	7754903	8138385	7993378	7603114	7360570	7206953	7287062	7517534
Equatorial PI (CEPISA)	2301375	2628032	2803013	3020119	3158129	3098559	3412716	3463973	3543042	3460791	3525827
ERO (CERON)	2371646	2713085	2821857	2992056	2966680	2889016	2919315	2963438	3044476	3140969	3108161
ESE	2165118	2216441	2312464	2398728	2446316	2413787	2357800	2436621	2500698	2433802	2406997
ESS	1008648	1058103	1069657	1127543	1087226	1063608	1064889	2161868	3417476	3352578	3289112
ETO	1488565	1585331	1777111	1914502	2039880	2123213	2093234	2104893	2176063	2158701	2119107
FORCEL	43004	47252	52656	55454	55399	44914	39492	40898	39555	36977	31557
HIDROPAN	101242	104865	114801	119961	105979	102037	88018	90298	83512	80598	77717
LIGHT	1987668 8	2005402 4	2039095 7	2150489 7	2136333 1	2066384 0	1981171 6	1851716 6	1797888 5	1630073 3	1582913 5
MUXENERGIA	55084	58421	59168	62060	61512	63909	59068	60849	66106	64184	63541
NEOENERGIA BRASÍLIA (CEB-DIS)	5475146	5666856	5964400	6163314	6084714	6047698	5702597	5595863	5563614	5291063	5411252
RGE (RGE SUL)	1428576 8	1413439 3	1402151 5	1484411 0	1397760 4	1349541 7	1282140 0	1302073 8	1265058 7	1203331 7	1168445 7
RRE (RORAIMA ENERGIA)	519262	586717	622124	701816	757429	794760	909003	938305	936381	996054	1073216
SULGIPE	301786	321226	332576	354641	354730	362866	325604	334366	306380	278103	293784
UHENPAL	63583	61890	61612	67631	63069	63442	67111	68193	71567	73610	68714

Tabela 7 - Número de Unidade Consumidoras. Fonte SAMP

Distribuidoras	Número de Unidades Consumidoras											
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
AME	8802048	8977401	9246693	9303031	1100317	1108787	1156440	1192885	1237576	1235736	1168642	
CEA	1934942	2031453	2140441	2238435	2289714	2359191	2422218	2457071	2470906	2439590	2512105	
CEEE-D	1782300	1822536	1866255	1907037	1941114	1958507	1995910	2051475	2085441	2110621	2135035	
CELESC-DIS	2826240	2953067	3062086	3165922	3275997	3365331	3443633	3530825	3624084	3713157	3826805	
CELPE	3756350	3835469	3951256	4056410	4178110	4285985	4370838	4406273	4472884	4535947	4621436	
CEMIG-D	8547724	8821854	9128886	9421070	9633518	9837276	9973261					
CFLO	607580	626090	642736	660154	674411	689695	702426	356067	1,01E+08	1,02E+08	1,04E+08	1,06E+08
CHESP	366924	382037	393355	404611	414570	422853	431458	438505	444857	453211	461924	
CNEE	1227168	1254647	1283504	1318158	1351010	1389054	1411876	714893				
COCEL	494210	513986	536436	559416	576480	585378	591143	600166	610626	633638	652700	
COELBA	5972458	6142012	6309777	6556401	6775623	6950879	7043553	7137357	7261907	7381125	7517339	
COOPERALIANÇA	388867	400526	412142	421664	422856	431494	441724	450605	461876	477854	493067	
COPEL-DIS	4616018	4780175	4933802	5113746	5253909	5345303	5426127	5523344	5616144	5725219	5865300	
COSERN	1371487	1421378	1477183	1530979	1590104	1641053	1683723	1722741	1757038	1773747	1809900	
CPFL Leste Paulista	624670	630503	643618	659074	671542	684358	689528	116239				
CPFL Paulista	4391612	4534499	4673487	4826571	4954698	5038515	5127705	5248023	5358276	5475322	5650412	
CPFL Piratininga	1716944	1772803	1821990	1885051	1934534	1972534	2006359	2048831	2084322	2124893	2213321	
CPFL Santa Cruz	2204805	2262314	2313965	2381937	2434604	2470495	2514412	423956				

Distribuidoras	Número de Unidades Consumidoras											
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CPFL Sul Paulista	886523	913009	937612	959863	980058	997057	1013891	171398				
DCELT (IENERGIA)	361207	370168	380790	390964	399468	407538	415759	425582	436750	449354	465408	
DEMEI	337755	348274	356420	369502	378534	383518	389045	394243	400140	405701	412772	
DMED	785598	810916	830409	849280	866518	875584	890829	911261	929209	948058	968469	
EBO	2034573	2114836	2205843	2313108	2408865	2482116	2522052	2540020	2576239	2664808	2723869	
EDEVP	1935196	1993019	2031773	2076289	2121892	2159660	2185744	1102806	0			
EDP ES	1517132	1573603	1631581	1685054	1746136	1795308	1829729	1853827	1886296	1916797	1963122	
EDP SP	7	8	9	1	0	6	5	1	6	1	0	
EDP SP	1830774	1888755	1967675	2016103	2101883	2145281	2186378	2236149	2287165	2340961	2394113	
EEB	3	8	1	4	2	4	0	5	9	8	2	
EFLJC	1572823	1624273	1674967	1731997	1796618	1858593	1912359	973162	0			
EFLUL	31790	32428	33390	41394	42947	43359	43652	43912	44647	45733	46571	
ELEKTRO	70830	72605	74302	76188	77768	78814	80002	81147	83119	84699	86803	
ELETROCAR	2669825	2747765	2805890	2888445	2969552	3036380	3095290	3159972	3224620	3288206	3365392	
ELFSM	0	5	5	1	0	8	7	7	3	5	6	
EMG	397552	406422	416305	424565	431122	435908	441619	447168	452975	458570	463628	
EMS	1087878	1129794	1183190	1219803	1257975	1285812	1309900	1331861	1356867	1387254	1416708	
EMT	4660549	4788006	4921903	5052508	5164998	5235651	5309798	5416690	5498795	5578364	5675772	
ENEL CE		1033858	1069577	1105643	1148234	1178223	1204618	1226340	1236887	1262649	1290802	
ENEL GO (CELG-D)	9951157	2	9	9	2	3	1	3	1	1	2	
ENEL RJ	1287612	1363434	1434334	1494841	1548609	1573793	1614340	1660471	1719578	1775832	1840641	
ENEL RJ	4	1	2	7	0	1	8	6	1	4	7	
ENEL RJ	3501281	3630398	3761652	3897488	4010911	4084247	4147695	4212255	4324394	4614913	4716847	
ENEL RJ	0	5	8	1	4	3	3	7	0	5	2	
ENEL RJ	2830660	2954471	3073009	3203095	3317501	3373178	3443329	3575990	3660316	3691690	3790690	
ENEL RJ	8	7	7	3	9	7	4	7	1	9	8	
ENEL RJ	2793385	2852252	2940818	3032548	3104344	3134367	3167669	3195493	3200681	3221734	3299720	
ENEL RJ	8	8	1	5	1	0	1	5	6	8	0	

Distribuidoras	Número de Unidades Consumidoras										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENEL SP (ELETROPAULO)	7447669	7652811	7869084	8003367	8111946	8236322	8385499	8595552	8708789	8738244	8974959
	9	9	8	9	9	7	6	4	1	7	0
ENF	1122352	1141216	1164895	1196174	1220747	1240043	1259541	1285001	1307517	1320383	1344411
EPB	1357401	1438064	1491781	1551258	1606195	1640364	1673274	1699977	1720551	1752308	1798832
	3	6	7	5	7	2	1	3	9	2	4
Equatorial AL (CEAL)	1079677	1120828	1160488	1201822	1238887	1304510	1370017	1408145	1378116	1360826	1413574
	9	0	6	8	6	9	8	4	0	5	3
Equatorial MA (CEMAR)	2267881	2391719	2510774	2601382	2672771	2787888	2880320	2960456	3027766	3085232	3122727
	9	3	2	1	7	5	6	5	2	6	2
EQUATORIAL PA (CELPA)	2166864	2251051	2371684	2537322	2699430	2839374	3025199	3140990	3214014	3275300	3326304
	3	3	8	8	8	3	5	7	1	2	5
Equatorial PI (CEPISA)	1180751	1247249	1301882	1349883	1391323	1320514	1499730	1526086	1545978	1565314	1618434
	5	0	8	4	8	1	7	7	2	4	6
ERO (CERON)	5996794	6366125	6711312	6860696	7028837	7196432	7482777	7647326	7721431	7777579	8040720
ESE	7337448	7679993	8015465	8356184	8665239	8901493	9086567	9243175	9406947	9565521	9819661
ESS	2501975	2637942	2701190	2770821	2828732	2902078	2944675	6169226	9515020	9683530	9958241
ETO	5516860	5844127	6162644	6437864	6699545	6766455	6857683	6959436	7128590	7308259	7514193
FORCEL	76500	78888	82449	84486	86744	88571	90338	92389	94171	96013	98571
HIDROPAN	186767	193003	198763	204954	211033	215348	217973	221048	224096	227358	231470
LIGHT	4406826	4288924	4331506	4433225	4518927	4579781	4685478	4646833	4629992	4801285	4753550
	1	2	6	0	6	5	8	2	2	0	8
MUXENERGIA	109821	115035	120083	124861	128838	131404	134817	137270	140889	143763	147007
NEOENERGIA BRASÍLIA (CEB-DIS)	1048602	1074977	1114830	1157520	1199239	1231596	1257742	1283662	1300896	1301589	1328586
	7	3	3	0	8	4	0	0	2	1	3
RGE (RGE SUL)	2971021	3050973	3131292	3215305	3274179	3313218	3352903	3404089	3448946	3497438	3588480
	3	9	5	1	3	4	0	9	1	2	3
RRE (RORAIMA ENERGIA)	1025377	1086356	1141604	1203553	1255982	1329828	1911239	1967113	1973162	2041195	2214745
SULGIPE	1481559	1520508	1560585	1617413	1657162	1696728	1732549	1761409	1785301	1830600	1884686
UHENPAL	172805	174864	177204	180592	183276	185342	188084	190801	193456	196363	199828

ANEXO IV – DADOS DA BDGD

Tabela 8 - Comparação da quantidade de equipamentos da BDGD de 2017 e 2021

Distribuidoras	Banco de Capacitores Paralelo			Chaves			Segmentos *			Disjuntor		
	TUC =125			TUC =160			TUC =190			TUC =210		
	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)
CEDRAP	20	24	20%	1,9k	1,9k	-1%	91,2mi	93,6mi	3%			
CEDRI				1,5k	1,4k	-1%	48,6mi	49,9mi	3%	5	5	0%
CEEE-D	1571	1421	-10%	41,4k	36,2k	-13%	5782,1mi	11878,6mi	105%	991	806	-19%
CELESC-DIS	1140	1343	18%	47,9k	60,6k	27%	15530,5mi	15914,8mi	2%	722	893	24%
CELPA	877	1013	16%	105,5k	179,5k	70%	14383,1mi	16966,7mi	18%	419	688	64%
CELPE	669	681	2%	43,3k	57,6k	33%	14512,0mi	15446,1mi	6%	700	1031	47%
CEMIG-D	1542	2400	56%	301,2k	349,8k	16%	91679,6mi	97206,5mi	6%	1858	1970	6%
CEPRAG	37	32	-14%	1,3k	1,6k	23%	112,2mi	122,2mi	9%		6	
CERAL DIS	12	12	0%	1,2k	1,2k	6%	50,6mi	50,4mi	-1%			
CERBRANORTE	45	45	0%	2,7k	3,0k	12%	132,6mi	140,3mi	6%			
CERCOS	2	2	0%	0,3k	0,0k	-98%	22,6mi	23,3mi	3%	1		
CEREJ	48	48	0%	1,1k	1,5k	43%	221,2mi	258,2mi	17%			
CERES	22	22	0%	1,1k	1,1k	2%	38,7mi	40,3mi	4%			
CERGAL	24	49	104%	0,8k	1,5k	78%	52,9mi	58,3mi	10%			
CERGAPA	18	30	67%	0,9k	1,1k	21%	63,6mi	72,1mi	13%			
	Banco de Capacitores Paralelo			Chaves			Segmentos *			Disjuntor		

Distribuidoras	TUC =125			TUC =160			TUC =190			TUC =210		
	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)
CERGRAL	15	15	0%	0,4k	0,4k	5%	46,1mi	48,5mi	5%			
CERILUZ	49	59	20%	4,0k	4,6k	14%	422,1mi	419,1mi	-1%	2		
CERIM	14	14	0%	0,9k	1,3k	51%	85,8mi	92,7mi	8%		16	
CERIPA	153	198	29%	12,3k	13,0k	5%	261,9mi	276,3mi	5%	1		
CERIS	36	36	0%	0,6k	0,7k	14%	47,7mi	48,9mi	3%			
CERMC	21	21	0%	0,5k	0,5k	4%	23,1mi	23,0mi	0%	2		
CERMISSÕES	156	192	23%	2,5k	6,0k	147%	635,0mi	646,5mi	2%		15	
CERMOFUL	25	24	-4%	1,6k	1,6k	-2%	74,0mi	79,4mi	7%	2	4	100%
CERNHE	30	30	0%	2,5k	3,2k	28%	92,8mi	95,7mi	3%	18	35	94%
CERPALO	24	39	63%	1,1k	1,3k	14%	65,8mi	67,2mi	2%			
CERPRO	15	18	20%	2,3k	2,4k	1%	59,1mi	60,3mi	2%			
CERRP	27	30	11%	3,0k	3,1k	3%	80,9mi	87,8mi	9%	7	7	0%
CERTAJA	50	142	184%	0,5k	4,8k	767%	432,2mi	437,6mi	1%		2	
CERTEL	291	325	12%	6,4k	7,1k	11%	565,1mi	587,7mi	4%	49	52	6%
CERTREL	10	9	-10%	0,8k	0,9k	18%	49,6mi	55,5mi	12%	1	1	0%
CETRIL	69	69	0%	3,3k	3,3k	0%	186,3mi	193,5mi	4%	5	5	0%
COCEL	4	11	175%	2,9k	3,2k	12%	238,1mi	244,7mi	3%			
COELBA	1139	1357	19%	109,0k	267,5k	145%	29534,7mi	34025,3mi	15%	1048	1384	32%
COOPERA	68	59	-13%	3,8k	3,9k	1%	174,5mi	184,4mi	6%	12	30	150%
COOPERALIANÇA	42	45	7%	2,0k	2,1k	5%	138,8mi	149,9mi	8%			
COOPERCOCAL	22	22	0%	1,4k	1,4k	1%	72,2mi	80,9mi	12%			
COOPERLUZ	93	93	0%	2,2k	2,9k	35%	427,6mi	423,4mi	-1%			
COOPERMILA	6	12	100%	0,2k	0,3k	19%	25,4mi	26,0mi	2%			
COORSEL	27	27	0%	1,5k	1,6k	9%	133,1mi	137,4mi	3%	2		

Distribuidoras	Banco de Capacitores Paralelo			Chaves			Segmentos *			Disjuntor		
	TUC =125			TUC =160			TUC =190			TUC =210		
	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)
COPEL-DIS	910	892	-2%	178,6k	237,3k	33%	25668,4mi	26361,4mi	3%	1791	1549	-14%
COSERN	388	414	7%	18,7k	32,5k	74%	5747,0mi	5962,5mi	4%	448	670	50%
CPFL Paulista	2053	2171	6%	72,7k	94,8k	30%	13637,4mi	14372,6mi	5%	1183	1377	16%
CPFL Piratininga	720	700	-3%	32,7k	41,4k	26%	2797,2mi	2940,0mi	5%	285	329	15%
DCELT (IENERGIA)	36	51	42%	3,3k	3,2k	-3%	231,8mi	237,6mi	3%			
DMED	35	113	223%	5,0k	5,3k	8%	155,9mi	161,5mi	4%	59	329	458%
EBO	101	77	-24%	19,0k	3,1k	-84%	562,1mi	586,3mi	4%	49	50	2%
EFLJC	3	3	0%	0,1k	0,3k	520%	7,1mi	7,9mi	11%			
EFLUL	3	12	300%	0,3k	0,9k	243%	36,8mi	38,8mi	5%			
ELEKTRO	932	945	1%	88,6k	97,4k	10%	13656,3mi	28038,5mi	105%	466	715	53%
ELETROCAR	45	46	2%	2,4k	2,3k	-2%	244,4mi	243,6mi	0%	22	58	164%
ELFSM	204	201	-1%	39,8k	43,5k	9%	791,0mi	818,3mi	3%	48	32	-33%
EMG	329	269	-18%	139,3k	20,3k	-85%	2882,5mi	2963,7mi	3%	281	239	-15%
EMS	537	1389	159%	279,0k	74,1k	-73%	10308,7mi	10798,4mi	5%	417	403	-3%
EMT	581	685	18%	435,0k	219,5k	-50%	18786,8mi	21840,3mi	16%	625	602	-4%
ENEL GO (CELG-D)	242	579	139%	128,4k	246,0k	92%	36678,0mi	38799,5mi	6%	729	921	26%
ENEL SP (ELETROPAULO)	1797	1799	0%	98,7k	112,7k	14%	6197,3mi	6385,9mi	3%	418	570	36%
ENF	92	93	1%	14,0k	4,2k	-70%	208,5mi	211,5mi	1%	18	22	22%
Equatorial MA (CEMAR)	2654	1081	-59%	84,9k	89,2k	5%	13885,1mi	16275,7mi	17%	422	574	36%
Equatorial PI (CEPISA)	263	418	59%	4,9k	45,8k	831%	8330,9mi	11678,4mi	40%		241	
ESE	1252	1249	0%	124,5k	18,6k	-85%	2802,6mi	2904,5mi	4%	282	254	-10%
ETO	169	187	11%	163,9k	114,0k	-30%	9512,3mi	10217,6mi	7%	219	244	11%
FORCEL	15	15	0%	2,5k	2,7k	6%	44,5mi	92,6mi	108%			
HIDROPAN	37	31	-16%	1,5k	1,4k	-9%	55,2mi	56,5mi	2%	3		

Distribuidoras	Banco de Capacitores Paralelo			Chaves			Segmentos *			Disjuntor		
	TUC =125			TUC =160			TUC =190			TUC =210		
	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)	BDGD 2017	BDGD 2021	(%)
LIGHT	859	811	-6%	39,0k	109,0k	180%	4592,0mi	4765,2mi	4%	1311	868	-34%
MUXENERGIA	12	15	25%	0,6k	0,6k	-2%	19,6mi	20,4mi	4%	2	2	0%
NEOENERGIA BRASÍLIA (CEB-DIS)	124	124	0%	3,0k	8,3k	176%	1881,9mi	1928,8mi	2%	1649	1581	-4%
RGE (RGE SUL)	520	1002	93%	44,0k	146,8k	234%	7634,0mi	16544,2mi	117%	620	1199	93%
SULGIPE	126	168	33%	7,5k	8,9k	19%	823,1mi	848,6mi	3%		6	
UHENPAL	34	36	6%	2,3k	2,4k	5%	164,0mi	163,9mi	0%			

	Poste			Trafo de Distribuição			Medidor			Regulador de Tensão			Religador			Subestação		
	TUC =255			TUC =565			TUC =295			TUC =340			TUC =345			SUB		
Distribuidoras	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)
CEDRAP	11,1k	11,7k	5%	1,5k	1,6k	2%	6,2k	7,3k	17%	3	3	0%	12	14	17%			
CEDRI	6,9k	7,2k	5%	0,9k	0,9k	-3%	3,3k	4,1k	22%				2	4	100%			
CEEE-D	768,6 k	817,3 k	6%	83,2k	70,1k	-16%	1,7mi	1,9mi	12%	359	377	5%	1271	1274	0%	107	124	16%
CELESC-DIS	1,7mi	1,8mi	3%	174,6 k	185,3 k	6%	2,9mi	3,2mi	11%	984	1238	26%	2072	4722	128%	175	236	35%
CELPA	4,2mi	2,0mi	-51%	168,6 k	189,7 k	12%	2,8mi	2,8mi	-1%	578	703	22%	1722	1260	-27%	135	178	32%
CELPE	2,1mi	2,2mi	8%	163,9 k	177,6 k	8%	3,7mi	3,9mi	8%	1769	1781	1%	2252	3654	62%	249	259	4%
CEMIG-D	5,5mi	5,8mi	5%	845,1 k	904,9 k	7%	9,0mi	9,7mi	8%	7057	8106	15%	13929	26553	91%	565	678	20%
CEPRAG	15,8k	17,9k	13%	1,2k	1,3k	10%	15,9k	20,2k	27%	15	9	-40%	9	23	156%			
CERAL DIS	4,8k	4,8k	1%	0,6k	0,6k	-5%	1,0k	1,1k	11%	3	6	100%	7	8	14%			
CERBRANORTE	17,1k	16,0k	-6%	1,6k	1,5k	-8%	16,4k	17,6k	7%	15	15	0%	10	11	10%	1	1	0%
CERCOS	3,0k	3,2k	5%	0,2k	0,2k	-8%	5,7k	6,5k	14%									
CEREJ	20,8k	25,1k	21%	2,5k	2,7k	7%	13,2k	15,6k	19%		3		5	17	240%			
CERES	4,9k	5,2k	6%	0,7k	0,7k	-2%	4,9k	5,9k	19%		3		5	6	20%			

Distribuidoras	Poste			Trafo de Distribuição			Medidor			Regulador de Tensão			Religador			Subestação		
	TUC =255			TUC =565			TUC =295			TUC =340			TUC =345			SUB		
	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)
CERGAL	10,4k	10,8k	3%	0,7k	0,7k	-1%	17,8k	19,7k	11%	3	6	100%	8	9	13%		1	
CERGAPA	8,1k	8,7k	7%	0,7k	0,8k	7%	3,7k	3,9k	5%	12	12	0%	5	7	40%			
CERGRAL	8,0k	7,7k	-4%	0,5k	0,5k	6%	6,0k	6,7k	12%	6	6	0%	6	4	-33%			
CERILUZ	42,3k	43,2k	2%	5,2k	5,2k	1%	13,8k	14,7k	6%	51	54	6%	92	91	-1%	6	7	17%
CERIM	13,5k	15,3k	13%	1,4k	1,4k	1%	10,8k	14,3k	33%	9	30	233%	3	47	1467%	4	4	0%
CERIPA	38,6k	40,7k	6%	3,9k	3,8k	-3%	10,2k	12,9k	27%	28	41	46%	92	75	-18%	12	14	17%
CERIS	7,6k	7,7k	2%	0,9k	1,0k	2%	5,7k	6,5k	13%				5	4	-20%			
CERMC	3,9k	3,9k	-1%	0,5k	0,4k	-4%	2,6k	2,8k	8%				1	3	200%			
CERMISSÕES	65,2k	68,0k	4%	6,5k	6,9k	7%	26,2k	28,0k	7%	60	66	10%	42	85	102%	1	2	100%
CERMOFUL	14,4k	14,1k	-2%	0,8k	0,9k	4%	13,7k	15,7k	14%	2	3	50%	15	12	-20%	1	1	0%
CERNHE	12,0k	12,3k	2%	1,3k	1,3k	5%	4,2k	4,6k	10%		27		7	12	71%	6	5	-17%
CERPALO	11,8k	12,3k	4%	0,9k	1,0k	6%	13,0k	15,9k	22%	14	20	43%	8	12	50%	1	1	0%
CERPRO	7,7k	7,3k	-5%	0,8k	0,8k	-2%	1,6k	2,0k	27%	6	6	0%	27	28	4%			
CERRP	11,6k	13,1k	13%	1,4k	1,5k	5%	7,7k	13,5k	75%	8	12	50%	31	33	6%			
CERTAJA	54,4k	55,8k	3%	4,8k	5,0k	5%	20,1k	25,6k	28%	36	42	17%	18	73	306%	3	2	-33%
CERTEL	69,8k	72,7k	4%	7,0k	8,1k	15%	62,9k	70,5k	12%	51	57	12%	22	42	91%	4	4	0%
CERTREL	7,0k	7,4k	5%	0,6k	0,6k	-2%	4,1k	4,6k	12%	18	24	33%	4	6	50%			
CETRIL	32,8k	34,1k	4%	3,4k	3,6k	7%	26,1k	30,6k	17%	18	33	83%	32	35	9%	3	3	0%
COCEL	33,5k	34,7k	4%	4,7k	4,7k	0%	50,1k	56,0k	12%	8	14	75%	28	31	11%	6	6	0%

Distribuidoras	Poste			Trafo de Distribuição			Medidor			Regulador de Tensão			Religador			Subestação		
	TUC =255			TUC =565			TUC =295			TUC =340			TUC =345			SUB		
	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)
COELBA	3,7mi	4,4mi	19%	250,6 k	329,6 k	32%	5,8mi	6,3mi	8%	2281	2885	26%	3853	7060	83%	573	609	6%
COOPERA	27,5k	27,8k	1%	1,9k	1,8k	-4%	23,9k	27,6k	16%	18	18	0%	26	26	0%	2	2	0%
COOPERALIANÇA	30,9k	31,7k	2%	1,6k	1,5k	-3%	38,2k	42,9k	12%	6	7	17%	4	5	25%	2	2	0%
COOPERCOCAL	12,3k	11,4k	-7%	0,9k	0,8k	-4%	10,5k	11,4k	9%	8	12	50%	10	7	-30%	3	2	-33%
COOPERLUZ	42,3k	43,7k	3%	4,0k	4,3k	6%	15,4k	16,7k	8%	51	60	18%	41	57	39%	11	9	-18%
COOPERMILA	2,7k	2,8k	2%	0,3k	0,3k	11%	1,2k	1,3k	12%		6		2	2	0%			
COORSEL	15,2k	15,8k	3%	1,1k	1,2k	8%	8,1k	9,0k	11%	9	12	33%	9	10	11%			
COPEL-DIS	3,0mi	3,2mi	8%	425,1 k	475,6 k	12%	4,7mi	5,2mi	11%	2132	2655	25%	5602	25504	355%	436	467	7%
COSERN	764,0 k	842,7 k	10%	58,0k	59,4k	2%	1,4mi	1,5mi	8%	520	579	11%	795	1659	109%	97	103	6%
CPFL Paulista	2,1mi	2,2mi	6%	202,3 k	217,7 k	8%	4,5mi	4,9mi	10%	1285	1636	27%	4570	7193	57%	450	462	3%
CPFL Piratininga	486,3 k	502,2 k	3%	44,6k	48,4k	8%	1,7mi	1,9mi	10%	87	128	47%	1456	2440	68%	121	130	7%
DCELT (IENERGIA)	30,2k	31,3k	4%	3,4k	3,3k	-4%	35,9k	39,2k	9%	15	15	0%	23	33	43%			
DMED	28,3k	35,1k	24%	2,9k	2,9k	0%	76,5k	81,5k	7%	6	12	100%	36	47	31%	3	3	0%

	Poste			Trafo de Distribuição			Medidor			Regulador de Tensão			Religador			Subestação		
	TUC =255			TUC =565			TUC =295			TUC =340			TUC =345			SUB		
Distribuidoras	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)
EBO	92,6k	96,0k	4%	5,5k	4,7k	-14%	227,2k	251,8k	11%	27	30	11%	132	149	13%	14	15	7%
EFLJC	1,9k	2,0k	8%	0,1k	0,2k	8%	3,6k	3,9k	8%					3				
EFLUL	6,1k	6,3k	3%	0,4k	0,4k	1%	6,8k	7,7k	12%	9	15	67%	5	9	80%	1	1	0%
ELEKTRO	1,7mi	1,8mi	5%	181,7k	190,7k	5%	2,7mi	2,9mi	9%	1587	1799	13%	2138	4133	93%	310	289	-7%
ELETROCAR	32,7k	32,3k	-1%	2,6k	2,4k	-9%	37,6k	39,3k	4%	22	29	32%	4	26	550%	3	7	133%
ELFSM	87,7k	91,0k	4%	20,8k	17,2k	-18%	112,4k	125,0k	11%	93	99	6%	92	113	23%	12	13	8%
EMG	261,6k	271,3k	4%	63,8k	65,9k	3%	477,0k	520,1k	9%	297	387	30%	585	692	18%	75	80	7%
EMS	1,1mi	1,1mi	-1%	90,3k	87,6k	-3%	1,0mi	1,2mi	15%	488	658	35%	1659	1959	18%	113	131	16%
EMT	1,9mi	2,0mi	5%	200,3k	211,2k	5%	1,5mi	1,7mi	15%	1015	1334	31%	2141	2609	22%	242	252	4%
ENEL GO (CELG-D)	2,3mi	2,5mi	10%	220,3k	236,1k	7%	2,9mi	3,3mi	13%	556	697	25%	1609	6489	303%	357	456	28%
ENEL SP (ELETROPAULO)	1,2mi	1,3mi	3%	232,0k	234,7k	1%	7,5mi	8,3mi	10%	144	168	17%	5323	14185	166%	377	370	-2%

Distribuidoras	Poste			Trafo de Distribuição			Medidor			Regulador de Tensão			Religador			Subestação		
	TUC =255 BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	TUC =565 BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	TUC =295 BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	TUC =340 BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	TUC =345 BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	SUB BDG D 2017	BDG D 2021	(%)
ENF	36,2k	35,7k	-1%	3,8k	3,7k	-3%	108,3 k	114,8 k	6%	18	22	22%	166	158	-5%	6	7	17%
Equatorial MA (CEMAR)	1,6mi	1,8mi	11%	134,1 k	147,8 k	10%	2,8mi	2,6mi	-7%	1066	1375	29%	1303	1642	26%	176	183	4%
Equatorial PI (CEPISA)	1,1mi	1,2mi	16%	69,7k	78,8k	13%	1,4mi	1,5mi	10%	88	445	406 %		753		82	126	54%
ESE	390,0 k	378,2 k	-3%	48,5k	48,4k	0%	812,0 k	886,7 k	9%	247	291	18%	583	710	22%	50	54	8%
ETO	945,3 k	1,0mi	7%	79,3k	83,7k	6%	623,8 k	680,1 k	9%	234	374	60%	824	1276	55%	111	131	18%
FORCEL	7,3k	15,0k	106 %	0,6k	0,6k	-1%	8,4k	17,3k	108 %	3	3	0%	7	7	0%	1	1	0%
HIDROPAN	10,9k	10,9k	0%	0,6k	0,5k	- 18%	18,3k	19,5k	6%	7	8	14%	17	18	6%	2	2	0%
LIGHT	760,6 k	776,1 k	2%	91,6k	93,9k	3%	4,6mi	5,2mi	12%	42	33	- 21%	1551	2623	69%	221	284	29%
MUXENERGIA	3,9k	4,0k	2%	0,2k	0,2k	- 10%	11,3k	12,4k	9%	9	9	0%	1	1	0%	2	1	- 50%
NEOENERGIA BRASÍLIA (CEB-DIS)	268,9 k	273,1 k	2%	24,5k	25,0k	2%	953,6 k	1,2mi	21%	66	96	45%		381		51	50	-2%

Distribuidoras	Poste			Trafo de Distribuição			Medidor			Regulador de Tensão			Religador			Subestação		
	TUC =255			TUC =565			TUC =295			TUC =340			TUC =345			SUB		
	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)	BDG D 2017	BDG D 2021	(%)
RGE (RGE SUL)	849,6 k	2,0mi	137%	68,2k	190,8 k	180%	1,4mi	3,2mi	128%	691	2362	242%	1612	5454	238%	133	324	144%
SULGIPE	122,7 k	127,7 k	4%	10,4k	10,3k	-1%	146,2 k	159,1 k	9%	71	64	-10%	5	56	1020%	7	8	14%
UHENPAL	22,8k	22,3k	-2%	1,9k	1,8k	-6%	15,8k	16,8k	6%	16	13	-19%	20	18	-10%	2	3	50%

Tabela 9 - Quantidade de medidores imobilizados por ano. Fonte BDGD 2021

QUANTIDADE DE MEDIDORES IMOBILIZADOS POR ANO											
DISTRIBUIDORA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
AME	65970	53953	78501	85939	75097	76459	93073	58092	66747	93911	118627
BOA VISTA	6573	9008	7110	16916	13454	9385	18911	13604	26767	49416	173
CEB	57137	58710	50717	32585	84182	44632	34821	4702	12959	15586	121961
CEDRAP	837	862	784	328	516	421	517	314	331	350	428
CEDRI	86	227	190	373	346	326	260	261	232	255	390
CEEE-D	98924	45916	23342	291838	13616	356784	67780	176802	476622	239060	282848
CEJAMA	30	2574	331	359	184	236	444	497	124	301	220
CELESC-DIS	82668	98290	111315	130806	140977	136934	154201	174183	205116	215871	316898
CELPE	116083	127249	150095	184821	209599	226770	221208	288149	373697	383273	460359
CEMIG-D	488103	567637	698426	419070	570907	540533	408983	433823	511873	527661	506925
CEPRAG	150	515	862	1496	3221	2274	1578	1120	1229	1610	1986
CERAÇÁ	650	950	926	1136	1448	2032	934	960	1108	1346	1982
CERBRA-NORTE	804	600	689	642	603	543	584	468	570	533	733
CERCOS	178	252	221	237	246	219	224	190	196	272	242
CEREJ	349	531	350	344	391	475	520	436	615	744	888
CERES	173	301	321	268	225	272	299	313	380	445	399
CERGAL	311	448	481	576	537	752	597	801	823	2613	1026
CERGAPA	541	319	321	264	240	254	351	388	136	117	176
CERGRAL	139	1328	300	190	272	256	316	572	288	416	379
CERILUZ	1473	2113	1233	767	618	598	544	442	797	310	782
CERIM	165	690	976	715	340	712	1347	1467	1287	1780	1768
CERIPA	92	392	507	790	901	686	555	596	799	946	1223
CERIS	117	264	259	1444	252	214	385	285	393	312	513

DISTRIBUIDORA	Quantidade de Medidores Imobilizados por Ano										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CERMC	22	42	93	201	254	232	271	108	345	153	154
CERMISSÕES	1129	1234	1035	1149	1230	1161	1415	1179	1100	1684	1565
CERMOFUL	545	1456	1015	1166	861	272	521	663	739	629	745
CERNHE	316	264	262	316	243	295	281	361	535	225	375
CERON	4319	35	530	475		23789	42470	86974	159283	155718	173314
CERPALO	303	375	392	448	627	873	1079	1117	798	1094	1072
CERPRO	16	51	76	82	23	172	96	81	77	220	539
CERRP	187	371	365	538	597	1306	1210	1465	2417	1212	1220
CERSUL	1026	364	299	742	417	650	923	699	973	959	905
CERTAJA	625	923	1204	1242	1159	1476	1091	844	1105	1495	1116
CERTREL	149	152	205	109	258	164	197	153	181	246	211
CETRIL	53	471	532	1856	921	1536	1434	1145	1939	2018	1740
CHESP	982	475	6228	14690	2889	568	2322	1397	1260	647	977
COCEL	3329	3009	3023	2714	3854	1940	50	751	1615	2459	847
COELBA	274382	290885	267943	266352	289398	273629	279963	344507	404641	492852	497795
COOPERA	908	1096	1208	1103	1140	1191	1040	933	1029	841	1115
COOPERALI-ANÇA	1278	1592	1530	1414	1372	1823	1186	1305	1686	1656	1865
COOPERCO-CAL	476	387	320	502	252	361	481	405	514	536	604
COOPERLUZ	566	1105	656	786	1040	780	489	1037	195	665	388
COOPERMILA	78	116	89	145	78	67	83	65	202	77	130
COORSEL	157	203	258	298	277	522	627	624	906	657	585
COPEL-DIS	264285	201431	240851	246547	257564	256423	234350	208431	213666	261222	413100
COSERN	33734	49907	3787	195930	107551	164515	137112	139815	138072	165208	136333

Quantidade de Medidores Imobilizados por Ano

DISTRIBUIDORA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CPFL JAGUARI	30053	18390	21362	25741	14278	15467	24068	18001	38535	34045	16950
CPFL PAULISTA	295992	397127	168827	288617	249856	224130	222146	222695	259338	285080	282025
CPFL PIRATINGA	148762	130366	84542	97164	73486	83175	86279	106861	108229	114114	113948
DMED	2507	2525	1781	1684	4743	77	2173	3009	253	2686	2884
EDP ES	23119	119532	63716	86528	105516	165798	187256	202039	183215	152513	163327
EDP SP	30	70	40	416	290	611	362	361	393	317	548
EFLUL	215	477	361	301	450	633	610	603	596	579	808
ELEKTRO	243828	221030	208592	220840	223446	213756	228240	267488	409944	467114	384996
ELETRCAR	2549	574	961	1697	1728	1428	664	1814	4297	354	1216
ELFSM	2402	5347	5982	5924	7145	6413	5593	8186	9449	8882	8975
ENEL CE	153169	155821	166995	172560	187173	182986	171913	186442	190282	87588	92425
ENEL GO	117000	121407	131505	122232	94552	144393	199766	70192	298835	253620	199290
ENEL RJ	237187	173564	194067	209822	279692	183407	145440	178468	148881	257888	292435
ENEL SP	497175	478236	517974	328229	311216	344210	283679	252122	228856	220204	370723
EQUATORIAL AL	106059	90409	12633	9109	156661	51256	295705	49453	129095	254661	88602
EQUATORIAL MA	137114	103713	174356	161679	169854	176939	155124	249555	163446	157290	26761
EQUATORIAL PA	26551	25071	31937	57258	973679	192781	281070	280296	317732	249108	273830
EQUATORIAL PI	65756	139110	97589	101105	117823	82752	121435	17461	292644	165479	96294
FORCEL		341	1487	430	455	654	271	364	437	505	359
HIDROPAN	1079	145	591	660	1045	1082	1237	519	700	777	634
	Quantidade de Medidores Imobilizados por Ano										
DISTRIBUIDORA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021

LIGHT	174458	265909	219290	332375	356652	252783	245219	218415	194687	249861	167020
MUXENERGIA	481	488	584	546	885	975	740	863	1247	538	576
RGE SUL	227170	200979	169321	226599	177435	230024	243954	165984	105191	215687	157946
SULGIPE	8484	2248	3047	9404	3749	9190	9987	8197	7365	6973	6367
UHENPAL	562	473	239	592	96	433	682	456	446	693	116

Tabela 10 - Quantidade de transformador de distribuição imobilizados por ano Fonte BDGD 2021

QUANTIDADE DE TRAFQ DE DISTRIBUIÇÃO (TUC 565) IMOBILIZADOS POR ANO											
DISTRIBUIDORA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
AME	5969	12670	8059	928	1859	8525	7088	4782	5610	20227	563
BOA VISTA	4213	3770	1528	280	1696	2120	1299	811	338	2293	24
CEB	2190	2807	3523	6557	1789	151	915	383	222	70	3499
CEDRAP	397	162	215	224	189	65	348	80	83	99	96
CEDRI	361	61	82	300	141	187	97	31	26	12	28
CEEE-D	5356	5098	9403	12976	17495	16872	9255	6984	9042	9474	16540
CEJAMA	11	17	32	26	13	7	42	29	44	101	66
CELESC-DIS	6461	7953	8400	10879	19894	18498	19420	8663	8993	8473	11728
CELPE	11553	20407	12886	17089	34955	22507	16918	7091	6825	8763	7263
CEMIG-D	93900	65351	31643	41305	33501	41083	85581	26793	41986	26414	33654
CEPRAG	109	143	166	190	191	170	238	93	153	125	262
CERAÇÁ	268	346	214	218	248	228	368	434	582	620	970
CERBRANORTE	133	122	174	159	334	318	360	88	106	83	243
CERCOS	7	20	16	19	22	24	23	12	13	15	21
CEREJ	254	270	310	303	350	321	259	310	446	377	349
CERES	32	18	49	40	60	53	193	27	48	55	48
CERGAL			395		6	124	144	7	568	36	63
CERGAPA	74	73	104	115	132	122	115	121	80	69	149
CERGRAL	43	45	49	58	86	68	125	30	29	34	74
CERILUZ	407	386	527	543	538	370	980	318	319	365	385
CERIM	186	89	167	101	113	126	208	86	80	91	139
CERIPA	731	127	167	146	135	125	401	153	155	237	338
CERIS	85	84	84	114	100	62	117	26	51	35	61
CERMC	55	40	54	68	74	63	67	18	36	25	33

DISTRIBUIDORA	Quantidade de Trafo de Distribuição (TUC 565) Imobilizados por Ano										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CERMISSÕES	354	371	6287	646	551	543	599	350	422	416	502
CERMOFUL	63	77	75	58	51	51	159	58	51	55	96
CERNHE	80	85	41	82	120	91	212	186	78	89	148
CERON	897	16553	4855	3152	120	1717	3946	817	49374	14679	5098
CERPALO	34	44	69	92	79	71	211	122	104	65	134
CERPRO	26	36	50	54	97	88	187	32	63	43	40
CERRP	145	140	159	224	168	171	155	63	72	98	107
CERSUL	175	184	152	144	149	95	270	154	169	238	271
CERTAJA	1	294	3081	270	349	378	377		4525	188	254
CERTREL	34	41	79	95	53	50	197	43	51	59	82
CETRIL	264	253	285	366	267	293	165	215	203	182	275
CHESP	56	59	48	68	99	117	131	191	180	204	219
COCEL	616	340	564	587	430	485	265	186	130	179	250
COELBA	30084	44754	31923	38896	20982	37463	44846	10397	23309	18316	16
COOPERA	290	243	291	260	230	241	295	98	137	151	188
COOPERALIANÇA	23	27	30	44	65	132	195	270	106	116	137
COOPERCOCAL	59	100	108	94	96	125	136	51	45	70	63
COOPERLUZ	281	358	455	233	466	497	878	274	272	379	424
COOPERMILA	194	80	54	44	58	49	37	17	14	34	34
COORSEL	114	124	403	189	85	89	303	125	94	87	146
COPEL-DIS	27569	15081	26665	22190	32112	20385	17709	587	499	454	185
COSERN	4242	7689	6896	9783	7125	8105	9176	3065	3121	3671	3639
CPFL JAGUARI	2508	2076	2662	2251	2252	2070	2225	1755	1961	1761	2031
CPFL PAULISTA	21788	35257	26380	19382	20939	20958	20577	10478	10681	11728	13352
CPFL PIRATININGA	4958	4445	6024	6846	6213	6014	5074	2447	2578	2233	2590

DISTRIBUIDORA	Quantidade de Trafo de Distribuição (TUC 565) Imobilizados por Ano										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
DMED	349	92			51	307	315	183	229	162	128
EDP ES	5621	5709	6323	7262	5392	32342					
EDP SP	3509	4041	3786	4353	3537	3110	3625	2823	3279	3071	6758
EFLUL	91	45	29	33	33	40	52	40	22	26	36
ELEKTRO	24756	31178	26926	26148	34167	26472	25764	19554	16904	342	6360
ELETROCAR	100	73	61	106	91	111	296	127	111	125	148
ELFSM	776	1631	2129	2036	3479	1221	1072	541	657	534	771
ENEL CE	5331	1826	2284	2312	3725	3335	8317	8561	4622	6163	6388
ENEL GO	8132	12400	7993	7753	8160	9123	234805	9554	6367	7361	15586
ENEL RJ	2582	6415	14909	5468	7765	3658	12989	6921	6575	6542	3484
ENEL SP	152015	2998	9559	23731	41458	195843	13931	6539	6157	5747	5919
EQUATORIAL AL	2532	3016	598	647	675	2466	1514	1375	1156	525	1300
EQUATORIAL MA	27757	19448	14351	9549	7159	5805	7538	8683	5827	7738	17210
EQUATORIAL PA	18381	8860	6923	18251	26838	14190	16986	11226	8511	6800	13806
EQUATORIAL PI	9373	17938	3271	5511	3786	4317	4554	1265	7241	2742	6791
FORCEL	60	917	74	80	104	62	84	50	56	84	74
HIDROPAN	78	71	69	103	70	64	71	32	30	30	29
LIGHT	10151	7406	7746	8654	8490	6614	6040	5098	4006	2645	2432
MUXENERGIA	23	32	27	23	25	21	23	17	16	13	12
RGE SUL	13253	19971	20108	15745	17876	18196	16584	10938	9828	9153	11628
SULGIPE	753	471	478	1117	1006	986	1149	682	452	492	675
UHENPAL	82	88	84	65	114	126	217	108	94	113	136

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, “Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret”, *Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret*, mar. 10, 2022. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret> (Acesso em: 23 ago. 2022).
- [2] S. K. FUGIMOTO, “Estrutura de tarifas de energia elétrica - análise crítica e proposições metodológicas [doi:10.11606/T.3.2011.tde-10012011-140522]”, Tese de Doutorado em Sistemas de Potência. , Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. doi: 10.11606/T.3.2011.
- [3] ANEEL, “Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.1, Versão 2.0 C”, *Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica -- Sub módulo 2.1*, fev. 01, 2022. https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_2_1A_v2_0C.pdf (Acesso em: 23 ago. 2022).
- [4] A. Campbell, “Cap prices or cap revenues? The dilemma of electric utility networks”, *Energy Econ*, vol. 74, p. 802–812, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.07.029>.
- [5] N. Crowley e M. Meitzen, “Measuring the price impact of price-cap regulation among Canadian electricity distribution utilities”, *Util Policy*, vol. 72, p. 101275, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101275>.
- [6] E. F. BUENO, “Comparação entre o custo de capital aplicado pela ANEEL nas revisões tarifárias e o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para o período de 2015 a 2017”, Dissertação, Universidade Federal de São Carlos, campus São Carlos, São Carlos, 2018.
- [7] H. Arango, B. D. Bonatto, S. A. dos Santos Lusvarghi, e G. F. Vasconcelos, “Methodology for the Regulatory Deflation of the Weighted Average Cost of Capital (WACC) in Electricity Markets”, *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 24, n° 5, p. 661–667, 2013, doi: 10.1007/s40313-013-0058-6.
- [8] ANEEL, “Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2022-SRM/SFF/ANEEL Documento juntado à Nota Técnica nº 13/2022-SRM/ANEEL Processo nº 48500.006144/2021-06, Brasília”, ANEEL. 2022.
- [9] C. Cambini e L. Rondi, “Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities”, *J Regul Econ*, vol. 38, n° 1, p. 1–26, 2010, doi: 10.1007/s11149-009-9111-6.
- [10] M. E. Moreira e C. Andrade, “Desafios na mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor de distribuição de energia elétrica: diagnóstico e propostas de equacionamento. Tese de Doutorado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo.” 2015.

-
- [11] ANEEL, “NOTA TÉCNICA Nº 13/2022–SRM/SFF/ANEEL. Proposta de abertura de Tomada de Subsídios para revisão do Submódulo 2.3 do Proret – Base de Remuneração Regulatória. Processo: 48500.006144/2021-06, Brasília, Brasil”, *ANEEL*. 2022.
- [12] C. Cortez, B. Donizeti, H. Arango, e M. Castilla, “Aggregated Economic Analysis of the Brazilian Electricity Distribution Companies Using a Regulated Market Economic Model”, *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 31, nº 3, p. 693–704, 2020, doi: 10.1007/s40313-020-00572-1.
- [13] ANEEL, “Nota Técnica nº 27/SRM/SGT/SPE/SRD-2019/ANEEL: Abertura de Consulta Pública visando coletar subsídios para a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, avaliando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio (item nº 31 da Agenda Regulatória 2018/2019). Processo: 48500.000018/2019-15, Brasília, Brasil”, *ANEEL*. 2019.
- [14] S. G. Pimenta, “Impacto da assimetria de informação na atuação de estratégias e decisores nos procedimentos de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica”, 2007.
- [15] S. Alfatih, M. S. Leong, e L. M. Hee, “Definition of engineering asset management: a review”, *Applied Mechanics and Materials*, vol. 773, p. 794–798, 2015.
- [16] J. E. Amadi-Echendu *et al.*, “What is engineering asset management?”, em *Definitions, concepts and scope of engineering asset management*, Springer, 2010, p. 3–16.
- [17] V. Frolov, L. Ma, Y. Sun, e W. Bandara, “Identifying Core Functions of Asset Management”, em *Engineering Asset Management Review*, vol. 1, 2010, p. 19–30. doi: 10.1007/978-1-84996-178-3_2.
- [18] J. C. M. Lucio e others, “Metodologia integrada para o gerenciamento de ativos no setor elétrico baseada no apoio à decisão multicritério e na inteligência artificial”, 2009.
- [19] IAM, “IAM”, *Asset Management*, 2022. <https://www.theiam.org/> (Acesso em: 24 ago. 2022).
- [20] British Standards Institution, “Asset management; Publicly available specification (British Standards Institution), PAS 55-2:2008.; Publicly available specification”, 2008.
- [21] ISO 5500x, “ASSET MANAGEMENT SYSTEM STANDARDS PUBLISHED”, 2014. <https://www.iso.org/news/2014/01/Ref1813.html> (Acesso em: 24 ago. 2022).
- [22] International Electrotechnical Commission (IEC), “Strategic asset management of power networks © White Paper”, 2015. [Online]. Disponível: <https://www.iec.ch/basecamp/strategic-asset-management-power-networks>. (Acesso em: 07 set. 2022)
- [23] K. Henderson, G. Pahlenkemper, e O. Kraska, “Integrated Asset Management – An Investment in Sustainability”, *Procedia Eng*, vol. 83, p. 448–454, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.pro-eng.2014.09.077>.

-
- [24] A. Johnson, S. Strachan, e G. Ault, “A framework for asset replacement and investment planning in power distribution networks”, em *IET & IAM Asset Management Conference 2012*, 2012, p. 1–5. doi: 10.1049/cp.2012.1901.
- [25] S. Rui, “A CIM-based system model for life-cycle assets management and control integration in smart grid”, em *2010 International Conference on Information, Networking and Automation (ICINA)*, 2010, vol. 2, p. V2-337-V2-341. doi: 10.1109/ICINA.2010.5636498.
- [26] Y. Mansour, L. Haffner, V. Vankayala, e E. Vaahedi, “One asset, one view - integrated asset management at British Columbia Transmission Corporation”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, nº 3, p. 55–61, 2005, doi: 10.1109/MPAE.2005.1436501.
- [27] E. v Gavrikova, I. O. Volkova, e Y. Burda, “Strategic Aspects of Asset Management: An Overview of Current Research”, *Sustainability*, 2020.
- [28] R. P. Hoskins, A. T. Brint, e G. Strbac, “A structured approach to Asset Management within the electricity industry”, *Util Policy*, vol. 7, nº 4, p. 221–232, 1999, doi: [https://doi.org/10.1016/S0957-1787\(98\)00015-0](https://doi.org/10.1016/S0957-1787(98)00015-0).
- [29] M. Shahidehpour e R. Ferrero, “Time management for assets: chronological strategies for power system asset management”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, nº 3, p. 32–38, 2005, doi: 10.1109/MPAE.2005.1436498.
- [30] R. Cossent e T. Gómez, “Implementing incentive compatible menus of contracts to regulate electricity distribution investments”, *Util Policy*, vol. 27, p. 28–38, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2013.09.002>.
- [31] ANEEL, “Contratos de Concessão e Permissão de Distribuição”, <https://antigo.aneel.gov.br/contratos-de-distribuicao>, set. 08, 2022. <https://antigo.aneel.gov.br/contratos-de-distribuicao> (Acesso em: 07 set. 2022).
- [32] ARSP, “MANUAL DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA”. nov. 2019.
- [33] ANEEL, “Nota Técnica nº 179/2020-SGT/ANEEL, Revisão Tarifária Extraordinária Contratual da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. Cálculo complementar. Processo: 48500.007034/2019-39, Brasília”, *ANEEL*. 2020.
- [34] IBGE, “IBGE”, <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>, 2022. <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php> (Acesso em: 07 set. 2022).
- [35] ANEEL, “Consulta Pública 003/2019”, 2019. https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas-antigas?p_auth=0ID6VYf5&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublica-portlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3343&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica (Acesso em: 28 out. 2022).

- [36] ANEEL, “Plano de Desenvolvimento das Distribuidoras”, 2020. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMTg0MDhmNmUtMjZlMy00NzgxLTk0NzQtNDNkYTQzNDg4MTY-zliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9> (Acesso em: 28 out. 2022).
- [37] ANEEL, “Painel de Indicadores de Qualidade”, https://portalrelatorios.aneel.gov.br/hubDistribuicao/reportIndicadoresContinuidade?filters=&_token=cjql8UcDwXpCydZfKk1y77yGv-DjARAw5HMvJeDUh, 2022. https://portalrelatorios.aneel.gov.br/hubDistribuicao/reportIndicadoresContinuidade?filters=&_token=cjql8UcDwXpCydZfKk1y77yGvDjARAw5HMvJeDUh (Acesso em: 5 nov. 2022).
- [38] ANEEL, “Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019”, 2019. <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-846-de-11-de-junho-de-2019-164060539> (Acesso em: 28 out. 2022).
- [39] L. Kolář, P. Lang, e D. Kouba, “Utilities and Smart Asset Management – challenge of the digital era”, *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, nº 1, p. 2581–2584, out. 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0828.
- [40] G. A.-N. Mbarek El Bounjimi, “Smart Asset Management in Power Industry: A Review of The Key Technologies”. Disponível: www.ijert.org. (Acesso em: 07 set. 2022)
- [41] S. R. Khuntia, J. L. Rueda, e M. A. M. M. van der Meijden, “Smart Asset Management for Electric Utilities: Big Data and Future”, em *Asset Intelligence through Integration and Interoperability and Contemporary Vibration Engineering Technologies*, 2019, p. 311–322.
- [42] ANEEL, “Relatório de indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras”, 2022. Disponível: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/224989>. (Acesso em: 28 out. 2022).
- [43] ANEEL, “Índices de Reajuste das Tarifas Residenciais”, 2022. [Online]. Disponível: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QtM2EyNi00YjkyLWlxNDM-tYTU4NTI0NWlyNTI1IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAx-NzBIMSIsImMiOjR9> (Acesso em: 28 out. 2022)
- [44] ANEEL, “Perdas de Energia Elétrica na Distribuição”, 2021, Acessado: nov. 14, 2022. [Online]. Disponível: https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a
- [45] Norven, “Resultados BRR”, <https://norven.com.br/resultados-brr/>, 2022. <https://norven.com.br/resultados-brr/>. (Acesso em: 28 out. 2022)
- [46] ANEEL, “Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição”, <https://antigo.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>, 2022. <https://antigo.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao> (Acesso em: 30 set. 2022).