

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Filipe Possatti Campanhola

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE CUSTOS DA  
INDISPONIBILIDADE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM  
SUBESTAÇÕES**

Santa Maria, RS  
2018

**Filipe Possatti Campanhola**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE CUSTOS DA INDISPONIBILIDADE DE  
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM SUBESTAÇÕES**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Produção, Área de Concentração em Gerência da Produção, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia de Produção**.

Orientador: Prof. Dr. Julio Cezar Mairesse Siluk  
Co-Orientador: Prof. Dr. Tiago Bandeira Marchesan

Santa Maria, RS  
2018

**Filipe Possatti Campanhola**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE CUSTOS DA INDISPONIBILIDADE DE  
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM SUBESTAÇÕES**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Produção, Área de Concentração em Gerência da Produção, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia de Produção**.

**Aprovado em 01 de Março de 2018:**

---

**Julio Cezar Mairesse Siluk, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Tiago Bandeira Marchesan, Dr. (UFSM)**  
(Co-Orientador)

---

**Gil Eduardo Guimarães, Dr. (Unicruz)**

---

**Paulo Smith Schneider, Dr. (UFRGS)**

Santa Maria, RS  
2018

## DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Luiz e Antonieta (*in memoriam*), meus exemplos para a vida, e à minha namorada Marianna, companheira em todos os momentos.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para a conclusão desta dissertação e, em especial, agradeço:

- Ao meu orientador, Prof. Julio Siluk, pelos ensinamentos transmitidos e pela grande amizade e apoio durante esse período;
- Ao Prof. Tiago Marchesan, Co-Orientador deste trabalho, pela confiança depositada e pelo apoio no desenvolvimento desta pesquisa;
- Aos colegas do projeto de substituição de transformadores, em especial aos colegas Dion e Suelen, pelo grande auxílio prestado;
- À minha companheira de todos os momentos, Marianna Pozzatti, pela compreensão, apoio e companheirismo durante esse período;
- À minha família, por sempre estar do meu lado e dar o apoio para cada passo da minha vida;
- Aos meus colegas do Núcleo de Inovação e Competitividade da UFSM, pelo companheirismo, amizade e auxílio durante a realização do mestrado;
- A CEEE-GT, pela oportunidade de participar deste projeto e pelo apoio financeiro que muito contribui para o desenvolvimento dos participantes e da instituição;
- Aos professores e técnicos administrativos do PPGEF, pelo contribuição na formação e pelo grande auxílio em todas as etapas deste caminho;

Enfim, a todos aqueles que fazem parte da minha e que contribuem de alguma forma para todas as etapas dessa caminhada.

Muito obrigado!

## RESUMO

### METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE CUSTOS DA INDISPONIBILIDADE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM SUBESTAÇÕES

AUTOR: Filipe Possatti Campanhola  
ORIENTADOR: Julio Cezar Mairesse Siluk

O Brasil possui um dos maiores sistemas de geração e transmissão de energia do mundo, possuindo dimensões continentais, sendo composto por um sistema interligado em quase sua totalidade. Atualmente, mais de 98% da geração e transmissão de energia nacional está conectada ao Sistema Interligado Nacional – SIN, responsável por realizar uma melhor distribuição entre a oferta e a demanda de energia no país, garantindo o abastecimento e controlando o nível dos reservatórios das hidrelétricas, assim como a geração de energia através de outras fontes. Os sistemas de transmissão de energia elétrica são compostos basicamente por duas partes, as linhas de transmissão e as subestações, estas possuem como componente de maior custo o transformador de potência, representando cerca de 60% do valor da subestação. Devido ao envelhecimento destes equipamentos, com boa parte chegando próximo ao fim de vida útil, torna-se necessária a criação de metodologias que auxiliem as concessionárias de energia na tomada de decisão sobre a substituição destes equipamentos. Neste contexto, esse trabalho de dissertação teve o objetivo de propor uma metodologia para analisar os custos gerados pelos desligamentos de transformadores de potência em subestações, tanto para os desligamentos programados quanto para os demais. Este custo foi calculado através dos custos devido à parcela variável e dos custos gerados pela redução de vida dos demais equipamentos devido ao sobrecarregamento gerado quando um dos equipamentos é desligado. A metodologia foi testada na área de atuação da CEEE-GT, sendo analisados 240 desligamentos de 69 conjuntos de transformadores reais instalados no extremo sul do Brasil, durante um período de 5 anos. Os resultados mostraram que os valores médios referentes à parcela variável ultrapassaram os R\$ 17.000,00 por unidade enquanto os valores referentes à antecipação da substituição atingiram valores de até R\$ 50.000,00 por unidade. O custo total das indisponibilidades chegou à R\$ 1.338.575,75, mostrando a importância da análise desses custos.

**Palavras-chave:** Gestão de Energia. Mensuração de Desempenho. Transformadores de Potência. Indisponibilidade de Transformadores. Substituição de Equipamentos.

## ABSTRACT

### METHODOLOGY FOR COST ANALYSIS OF THE UNSUITABILITY OF POWER TRANSFORMERS IN SUBSTATIONS

AUTHOR: Filipe Possatti Campanhola

ADVISOR: Julio Cezar Mairesse Siluk

Brazil has one of the largest energy generation and transmission systems in the world, with continental dimensions, consisting of a nearly interconnected system. Currently, more than 98% of national power generation and transmission is connected to the National Interconnected System - SIN, responsible for achieving a better distribution between an energy supply and demand in the country, ensuring the supply and controlling the level of the hydroelectric reservoirs, as well as generating energy from other sources. Electric power transmission systems are basically composed of two parts, as transmission lines and as substations, the substations have as their most costly component the power transformer, representing about 60% of the value of the substation. Due to the aging of these equipments, it is necessary to create methodologies that assist as energy concessions in the decision making on a replacement of these equipments. In this context, this dissertation had the objective of proposing a methodology to analyze the costs generated by power transformer shutdowns in substations, both for programmed shutdowns and for others. This cost was calculated through cost due to the variable portion and costs generated by equipment life reduction. The methodology was tested in the CEEE-GT area, 240 shutdowns of 69 sets of real transformers installed in the extreme south of Brazil were analyzed over a period of 5 years. The results showed that the average values related to the variable portion exceeded R\$ 17,000.00 per unit while the values referring to the anticipation of the replacement reached values of up to R\$ 50,000.00 per unit. The total cost of unavailability reached R\$ 1,338,575.75, showing the importance of analyzing these costs.

**Keywords:** Energy management. Performance Measurement. Power Transformers. Unavailability of Transformers. Equipment Replacement.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura da Pesquisa .....	19
Figura 2 – Mapa do Sistema Interligado Nacional.....	23
Figura 3 – Temperatura de <i>Hot Spot</i> conforme carregamento .....	36
Figura 4 – Estrutura do Projeto de Substituição de Transformadores.....	39
Figura 5 – Estrutura da Modelagem .....	40
Figura 6 – Rede básica da CEEE-GT .....	41
Figura 7 – Metodologia para custo do envelhecimento adicional.....	45
Figura 8 – Distribuição dos desligamentos no período analisado .....	52
Figura 9 – Custos da PVI de desligamentos programados por transformador .....	54
Figura 10 – Custos da PVI de desligamentos não programados por transformador .....	54
Figura 11 – Custos da PVI total por transformador .....	55
Figura 12 – Custo do envelhecimento adicional – Desligamento não-programado...59	
Figura 13 – Custo do envelhecimento adicional – Desligamento programado.....60	
Figura 14 – Custo do envelhecimento adicional por transformador .....	61
Figura 15 – Custo total da indisponibilidade por transformador .....	62



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Resultados da Pesquisa Bibliométrica .....	17
Quadro 2 – Funções Transmissão .....	24
Quadro 3 – Carregamentos simulados.....	56
Quadro 4 – Impacto dos desligamentos.....	57
Quadro 5 – Simulações dos desligamentos .....	58
Quadro 6 – Listagem ordenada dos custos por transformador .....	63

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Carregamento dos Transformadores .....	45
Tabela 2 - Fatores de Envelhecimento Equivalente em caso de Desligamento.....	48

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica – RS
CEEE-GT	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FT	Função Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PB	Pagamento Base
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PV	Parcela Variável
PVA	Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade
PVRO	Parcela Variável por Restrição Operativa
RAP	Receita Anual Permitida
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria

## LISTA DE ABREVIATURAS DAS SUBESTAÇÕES

ALE2	Alegrete
BAG2	Bagé
CAM	Camaquã
CBO	Campo Bom
CIN	Cidade Industrial
GAR1	Garibaldi
GRA2	Gravataí
GRT	Guarita
GUA2	Guaíba
LAJ2	Lajeado
MBR	Maçambará
OSO2	Osório
PAL	Porto Alegre
PEL3	Pelotas
PPE	Polo Petroquímico
QUI	Quinta
SBO2	São Borja
SCR1	Santa Cruz do Sul
SMA3	Santa Maria
SRO1	Santa Rosa
SVI	São Vicente do Sul
TAQ	Taquara
URU5	Uruguaiana
VAI	Venâncio Aires

## SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO .....	13
1.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA .....	14
1.2 OBJETIVOS .....	15
1.2.1 Objetivo Geral .....	15
1.2.1 Objetivos Específicos .....	15
1.3 JUSTIFICATIVA E IMPORTÂNCIA .....	15
1.4 ESTRUTURA DA PESQUISA .....	18
2 REFENCIAL TEÓRICO .....	21
2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	21
2.2 GESTÃO DE TRANSFORMADORES .....	25
2.3 REMUNERAÇÃO DAS CONCESSIONÁRIAS .....	28
2.3.1 Receita Anual Permitida (RAP) .....	28
2.3.2 Parcela Variável .....	30
2.4 VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES .....	32
3 METODOLOGIA .....	37
3.1 ENQUADRAMENTO DA PESQUISA .....	37
3.2 PROJETO DE SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES .....	38
3.3 PROCEDIMENTO METODOLÓGICO .....	39
3.2.1 Coleta de Dados .....	40
3.2.2 Cálculo da Parcela Variável .....	42
3.2.3 Cálculo do Custo do Envelhecimento Adicional .....	44
3.2.4 Relatório Final dos Transformadores .....	49
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	51
4.1 HISTÓRICO DE DESLIGAMENTOS .....	51
4.2 CUSTOS DA PARCELA VARIÁVEL .....	53
4.3 CUSTOS DO ENVELHECIMENTO ADICIONAL .....	56
4.4 CUSTO FINAL DA INDISPONIBILIDADE DOS TRANSFORMADORES .....	61
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	65
5.1 CONCLUSÃO .....	66
5.2 LIMITAÇÕES DA PESQUISA .....	67
5.3 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	68
REFERÊNCIAS .....	69
ANEXO A – Quadro dos Fatores KO, KP e Padrões de Desligamento .....	76

# 1 INTRODUÇÃO

O atual sistema brasileiro de geração e transmissão de energia é um sistema hidrotérmico de grande porte com elevada predominância da geração através de usinas hidrelétricas, contando com múltiplos proprietários e concessões realizadas pelo estado, sendo que aproximadamente 91% da geração é realizada através de usinas hidrelétricas. Devidos às características territoriais do Brasil, com território de proporções continentais, a distribuição de energia se dá através de um grande sistema de geração e transmissão, chamado de Sistema Interligado Nacional – SIN. Atualmente, cerca de 98,3% da capacidade de produção de eletricidade do país se encontra no SIN, com o restante pertencendo a pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2017; ZAMBON, 2015).

O segmento de transmissão é basicamente dividido em dois subsistemas, as linhas de transmissão, responsáveis por levar a energia elétrica das fontes de geração até os consumidores, e as subestações, onde ocorre a transformação de potencial, o controle e a proteção do sistema energético. Nas subestações ficam instalados os transformadores de potência, reatores, sistemas de manobra, sistemas de aterramento, compensadores, dentre outros equipamentos. Os transformadores de potência apresentam um elevado custo para o sistema, sendo o equipamento de maior valor dentro das subestações de alta tensão, correspondendo a cerca de 60% do valor total da subestação (JAHROMI et al., 2009).

Segundo Campelo et al. (2016), o envelhecimento dos transformadores de potência vem se tornando uma preocupação constante, tanto em termos técnicos quanto econômicos, e as considerações sobre a confiabilidade e a redução de custos de manutenção e de capital, assim como de custos relacionados às indisponibilidades, constituem uma base para uma política de melhoria na gestão dos ativos. A utilização desses dados traz informações importantes para o auxílio na tomada de decisões da manutenção ou substituição desses equipamentos. Jahromi et al. (2009) destacam ainda que a procura crescente por melhores desempenhos técnicos e financeiros vem pressionando a maioria das concessionárias a acompanhar melhor a situação de seus equipamentos e que para de buscar um ponto de equilíbrio entre capital investido, custos de manutenção e desempenho operacional, é necessário que sejam fornecidas justificativas econômicas e técnicas para auxiliar os gestores na tomada de decisão da substituição de equipamentos.

A gestão dos transformadores geralmente é considerada como o elemento mais crítico em relação aos equipamentos do sistema elétrico devido aos altos custos envolvidos, à difícil determinação do melhor prazo para a substituição do equipamento, ao papel crítico que o equipamento apresenta na rede e ao atual estágio de envelhecimento da infraestrutura do sistema energético (ABU-ELANIEN, SALAMA E BARTNIKAS, 2011).

Dentre os parâmetros econômicos que devem ser considerados, a ANEEL estabelece o desconto através da Parcela Variável, um mecanismo que busca garantir a qualidade no serviço de transmissão através dos descontos na remuneração das concessionárias pela não disponibilidade plena dos equipamentos (ANEEL, 2016). A indisponibilidade dos transformadores de potência gera custos para a concessionária através da Parcela Variável, sendo importante que esses valores sejam explorados e levados em consideração nas estratégias de substituição de equipamentos.

A falha na operação de um equipamento, ou seu desligamento, faz com que, quando possível, os demais equipamentos que operam em paralelo no fornecimento de energia para a rede tenham a sua carga elevada a fim de suprir as necessidades de abastecimento da rede transmissão. Essa elevação na carga causa um aumento na temperatura de operação do equipamento, aumentando a velocidade de degradação do papel de isolamento do transformador, causando assim uma redução na vida do equipamento. Essa redução de vida, por sua vez, implica em um custo para a concessionária devido à antecipação na substituição do ativo, que possui elevado valor financeiro.

## 1.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Diante da necessidade da utilização de uma estratégia para auxiliar na decisão da substituição de transformadores de potência em subestações, elaborou-se o seguinte problema de pesquisa: Como avaliar o custo da indisponibilidade de transformadores de potência em subestações?

## 1.2 OBJETIVOS

Com o propósito de contemplar o problema levantado, são apresentados o objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho.

### 1.2.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma modelagem capaz de apurar os custos de indisponibilidade dos transformadores de potência em subestações.

### 1.2.1 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral da pesquisa, são apresentados os seguintes objetivos específicos:

- a) levantar os dados de indisponibilidade dos transformadores;
- b) apurar os custos de desconto por parcela variável;
- c) realizar uma modelagem para cálculo do custo da redução da vida;
- d) gerar um relatório com os custos totais de indisponibilidade.

## 1.3 JUSTIFICATIVA E IMPORTÂNCIA

Atualmente existem mais de 400.000 transformadores de potência de grande porte instalados em todo o mundo, sendo que custos estimados nos Estados Unidos em 2010 variavam entre US\$ 2 milhões e US\$ 7,5 milhões para transformadores entre 75 MVA e 500 MVA (ENERGY, 2014). No Brasil, os custos podem variar entre valores próximos a R\$ 5 milhões para um transformador trifásico 230/13,8 kV de 50 MVA até R\$ 20 milhões para um equipamento para tensões de 500/230 kV com potência de 200 MVA (ANEEL, 2009), o que corresponde a aproximadamente 60% do custo total de uma subestação (JAHROMI et al., 2009).

Estudos realizados nos Estados Unidos mostram que a idade média dos transformadores de potência instalados no país está entre 38 e 40 anos, com a grande maioria, aproximadamente 70 por cento, tendo sido instalados há pelo menos 25 anos (ENERGY, 2014). Em países europeus, como nos Países Baixos, a maioria dos equipamentos também foi instalada até os anos 80, com suas idades



variando entre 30 e 60 anos, tornando a necessidade de substituição em curto prazo iminente (SCHIJNDEL, WOUTERS E WETZER, 2012). No Brasil, a situação dos transformadores de potência é semelhante, com grande parte dos equipamentos sendo instalados em meados dos anos 80, sendo necessária uma melhor gestão dos transformadores, com ferramentas que ajudem os gestores na tomada de decisão sobre a substituição de equipamentos.

O envelhecimento dos transformadores, aliado ao seu alto custo de substituição, trás a necessidade de que sejam traçadas estratégias que auxiliem na tomada de decisão sobre a substituição dos equipamentos, sendo assim, esse trabalho apresentará dados importantes sobre os custos da indisponibilidade de transformadores de potência em operação, servindo assim como uma ferramenta de auxílio na tomada de decisão sobre a prioridade de substituição dos transformadores de potência analisados.

Esse estudo pertence ao projeto de pesquisa e desenvolvimento intitulado “Estratégias para Substituição de Transformadores de Potência em Subestações Considerando Risco de Falha, Fator de Impacto para o Sistema e Análise Monetária de acordo com Panorama da Concessionária”, cadastrado junto a ANEEL com o código PD-0401-0002/2012, pertencente ao Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da CEEE, com a parceria entre a Universidade Federal de Santa Maria – UFSM e a empresa DIAGNO Materiais e Meio Ambiente. O projeto possui orçamento total de R\$ 1.357.620,00, sendo R\$993.900,00 financiados com recursos do grupo CEEE e o restante da UFSM e DIAGNO e conta com a participação de 17 pesquisadores, tendo início em novembro de 2015 e duração de 24 meses.

Do ponto de vista acadêmico, foi realizada uma pesquisa bibliométrica nas principais bases de dados acadêmicos, englobando o portal de periódicos da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e as bases *ScienceDirect*, *Scopus*, *Web of Science* e *IEEE Xplore*, com as palavras-chave “*Power Transformers*”, “*Replacement*”, “*Asset Management*”, “*Health Index*” e “*Economic Life*”, assim como as combinações entre os termos. Os principais resultados encontrados na pesquisa, considerando o período de 2010 até 2016, são mostrados no Quadro 1.

Quadro 1 – Resultados da Pesquisa Bibliométrica

<b>TÍTULO</b>	<b>AUTORES</b>	<b>PERIÓDICO</b>	<b>ANO</b>
Asset management techniques for transformers	Abu-Elanien, A. E. B.; Salama, M. M. A.	Electric Power Systems Research	2010
Asset life and pricing the use of electricity transmission infrastructure in Chile	Raineri, R.	Energy Policy	2010
A techno-economic method for replacing transformers	Abu-Elanien, A. E. B.; Salama, M. M. A.; Bartnikas, R.	IEEE Transactions on Power Delivery	2011
General asset management model in the context of an electric utility: Application to power transformers	Velasquez-Contreras, J. L.; Sanz-Bobi, M. A.; GalceranArellano, S.	Electric Power Systems Research	2011
Economic life model of power transformer and its application	Liu, Y. et al.	DianwangJishu/Power System Technology	2012
Modeling of Replacement Alternatives for Power Transformer Populations	Schijndel, A. van; Wouters, P. A. A. F.; Wetzer, J. M.	IEEE Transactions on Power Delivery	2012
A novel approach to investigate the effect of maintenance on the replacement time for transformers	Aldhubaib, H. A.; Salama, M. M. A.	IEEE Transactions on Power Delivery	2014
Fuzzy logic approach in power transformers management and decision making	Arshad, M.; Islam, S. M.; Khaliq, A.	IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation	2014
Reliability based framework for cost-effective replacement of power transmission equipment	Awadallah, S. K. E.; Milanović, J. V.; Jarman, P. N.	IEEE Transactions on Power Systems	2014
Panorama de La Gestión de Activos para Transformadores de Potencia	Cerón, A. F. et al.	Informacion Tecnologica	2015
Economic life assessment of power transformers using an improved model	Wang, J. et al.	CSEE Journal of Power and Energy Systems	2015
Fuzzy logic approach for transformer remnant life prediction and asset management decision	Bakar, N. A.; Abu-Siada, A.	IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation	2016
Multicriteria transformer asset management with maintenance and planning perspectives	Campelo, F. et al.	IET Generation, Transmission and Distribution	2016

Fonte: Autor.

Dentre os artigos selecionados, Abu-Elanien e Salama (2010) e Cerón et al. (2015) fazem uma apresentação genérica sobre gestão de ativos relacionada a transformadores de potência e técnicas utilizadas, enquanto Liu et al. (2012) e Wang et al. (2015) apresentam métodos para a avaliação da vida econômica de transformadores baseados no lucro líquido anual. Já Abu-Elanien, Salama e Bartnikas (2011), Velasquez-Contreras, Sanz-Bobi e Galceran Arellano (2011), Schijndel, Wouters e Wetzler (2012), Arshad, Islam e Khaliq (2014), Awadallah, Milanović e Jarman (2014), Bakar e Abu-Siada (2016) e Campelo et al. (2016) apresentam métodos e técnicas para avaliar a confiabilidade dos transformadores e prever sua vida remanescente, utilizando parâmetros técnicos e econômicos para auxiliar na tomada de decisão sobre a substituição dos equipamentos.

Para finalizar, Aldhubaib e Salama (2014) apresentam uma abordagem comparando as vantagens de realizar manutenção de um transformador ou de realizar diretamente sua substituição, enquanto Raineri (2010) faz uma análise sobre o planejamento de longo prazo e o efeito da substituição dos equipamentos no tempo correto, aplicando seu estudo em casos do Chile.

A análise bibliométrica mostra que, dos 13 artigos apresentados no Quadro 1, dez estão publicados em periódicos que possuem Fator de Impacto JCR<sup>®</sup>, com uma média de 2,029, quanto a classificação Qualis/CAPES, sete deles possuem estrato “A”, três possuem estrato “B”, enquanto três não foram classificados na área Engenharias IV no ano de 2015.

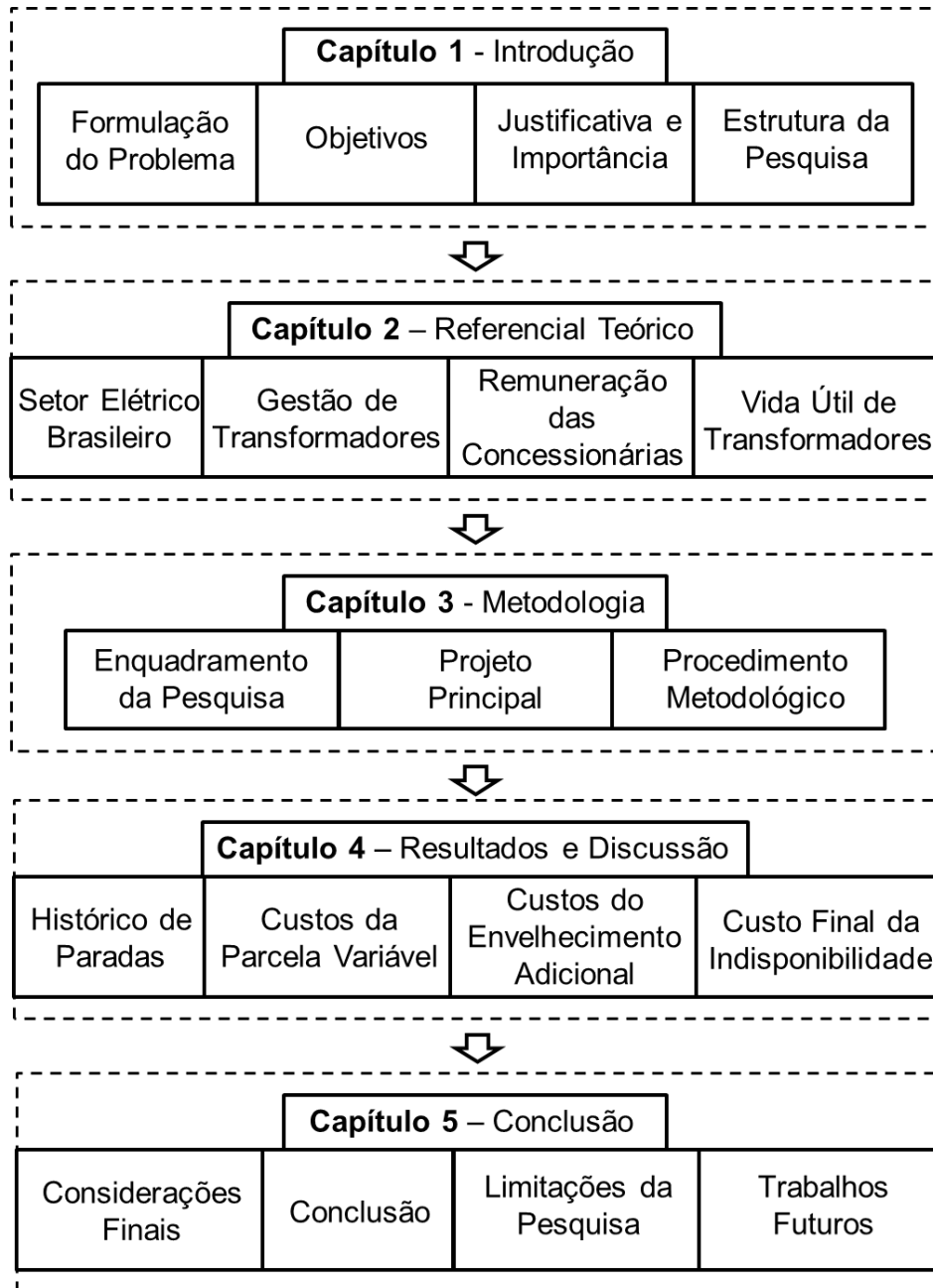
Os resultados obtidos na pesquisa bibliométrica mostram que os temas abordados nesse trabalho possuem relevância no ponto de vista acadêmico, visto que diversos artigos com temas semelhantes têm sido publicados em importantes periódicos nos últimos anos. Porém, nenhum dos trabalhos publicados apresenta os mesmos objetivos e metodologia propostas nesse trabalho, garantindo-se assim uma contribuição relevante e original na área de gestão de transformadores de potência.

#### 1.4 ESTRUTURA DA PESQUISA

A fim de atingir os objetivos propostos, este trabalho apresenta uma estrutura dividida em cinco capítulos, desde a introdução, passando pelo referencial teórico que serve de base para desenvolver a metodologia proposta, chegando à análise e

discussão dos resultados obtidos e as considerações finais, conforme mostra a Figura 1.

Figura 1 – Estrutura da Pesquisa



Fonte: Autor.

O Capítulo 1 apresenta a introdução do trabalho, contextualizando seu assunto, apresentando o problema de pesquisa e os objetivos a serem atingidos, apresentando sua justificativa e importância e a forma com que este estudo se encontra estruturado.

No Capítulo 2 é apresentado o referencial teórico, contendo o embasamento teórico necessário para que todas as etapas deste trabalho sejam cumpridas. Nele são apresentados todos os conceitos necessários para o desenvolvimento, iniciando pelo modelo de geração e transmissão de energia elétrica adotado no Brasil, suas configurações, a gestão de ativos aplicada aos transformadores, as formas de remuneração das concessionárias e a legislação pertinente, assim como sobre a vida útil de transformadores e a aceleração do envelhecimento devido às sobrecargas e seus custos.

Concluído o embasamento teórico necessário, o Capítulo 3 traz a metodologia adotada para o desenvolvimento do trabalho, contemplando o enquadramento metodológico, o projeto principal a que este trabalho está vinculado e o desenvolvimento da modelagem realizada a fim de atingir os objetivos propostos no trabalho.

Logo após, o Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos através da aplicação da modelagem com dados da área de operação da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT, assim como a discussão dos resultados encontrados.

O capítulo final do trabalho, Capítulo 5, é responsável por apresentar o encerramento da pesquisa, trazendo as considerações finais obtidas, a conclusão e também as limitações encontradas durante a elaboração da pesquisa, assim como sugestões para trabalhos futuros como continuação do presente estudo.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

No referencial teórico foram abordados os principais temas necessários para contextualizar e dar a base necessária para o desenvolvimento do presente trabalho, além de serem definidos os conceitos utilizados durante a elaboração do mesmo.

Considerando os objetivos propostos, inicialmente são apresentadas as definições sobre o Setor Elétrico Brasileiro - SEB, destacando-se o Sistema Interligado Nacional - SIN, responsável pela geração e distribuição de energia elétrica na maior parte do território nacional, abordando sua extensão, suas características e os principais componentes do sistema. Logo após são apresentados os resultados da pesquisa sobre a gestão de ativos e análise financeira aplicada na substituição de equipamentos.

Em seguida é apresentada uma revisão sobre a forma de remuneração das concessionárias de transmissão de energia elétrica, mostrando as principais mudanças da legislação nos últimos anos, dando destaque às medidas que visam melhorar a qualidade dos serviços com a aplicação de descontos na remuneração devido à indisponibilidade ou às restrições operativas. Para finalizar, fez-se um levantamento bibliográfico sobre a estimativa de vida dos transformadores de potência, assim como sobre os efeitos da sobrecarga na redução da vida dos mesmos, dando assim a base necessária para o desenvolvimento da modelagem necessária para a realização deste trabalho.

### 2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil possui uma das maiores extensões territoriais do mundo, tendo assim a necessidade de extensas redes de distribuição de energia elétrica para abastecer todos os seus usuários. Para melhorar a qualidade dos serviços prestados e atender as necessidades do país e sua população, o Setor Elétrico Brasileiro - SEB tem passado por fortes alterações em sua estrutura nos últimos anos. As maiores mudanças iniciaram em 1995, com a publicação da Lei nº 8.987 (BRASIL, 1995a) que altera as condições de concessão e permissão para a prestação de serviços públicos, visando melhorar a qualidade dos serviços prestados e com a Lei nº 9.074 (BRASIL, 1995b) que regulamenta a concessão de serviços públicos de energia elétrica. Posteriormente, é criada a Agência Nacional de Energia Elétrica –

ANEEL, através da Lei nº 9.427 (BRASIL, 1996), que tem o objetivo de regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro. Por fim, são criados o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, responsável pela coordenação e operação das instalações de geração e transmissão e o Mercado Atacadista de Energia - MAE pela Lei nº 9.648 (BRASIL, 1998).

Destacam-se ainda a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE através da Lei nº 10.847 (BRASIL, 2004b), responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE pela Lei nº 10.848 (BRASIL, 2004c), com a função de avaliar a segurança do suprimento de energia elétrica e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, criada pelo Decreto nº 5.163 (BRASIL, 2004a), responsável pelas atividades de comercialização de energia elétrica, também com a função de substituir o MAE.

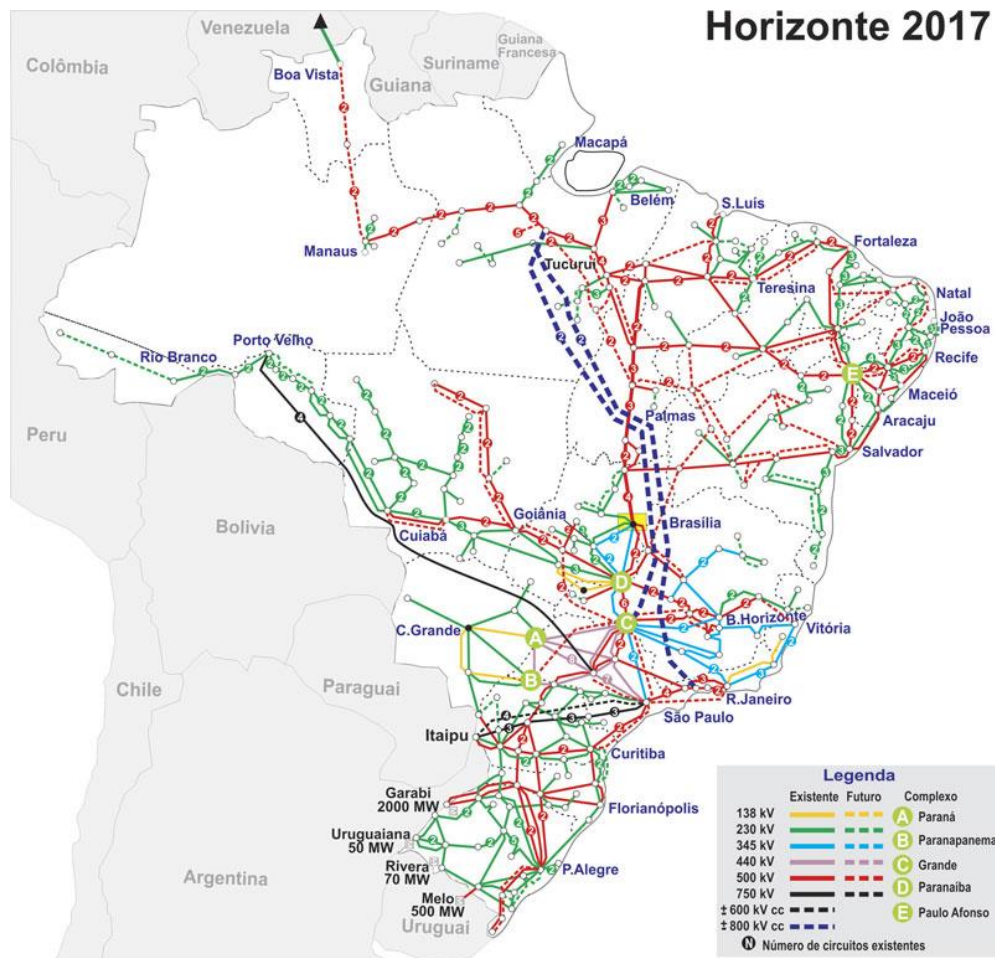
Recentemente, através da resolução normativa Nº 443/2011, revisada pela resolução Nº 643/2014, a ANEEL estabeleceu que as concessionárias de transmissão devem encaminhar à ANEEL, ao ONS, à EPE e ao Ministério de Minas e Energia – MME, a cada ano, a relação de equipamentos em fim de vida, com vida útil remanescente de até quatro anos, incluindo também os equipamentos com vida útil já esgotada, considerando-se a vida útil calculada a partir das taxas de depreciação estabelecidas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE e também dos equipamentos que não possuem mais condições técnicas de continuar em operação (ANEEL, 2011; 2014).

Atualmente, a produção e distribuição de energia elétrica no Brasil são atendidas quase em sua totalidade pelo Sistema Interligado Nacional – SIN, formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, sendo que apenas 1,7% da energia consumida no país encontra-se fora do sistema, devido principalmente a pequenos sistemas isolados presentes na região amazônica (ONS, 2017). A Figura 2 apresenta um mapa da configuração do SIN planejada para o ano de 2017, porém algumas das linhas planejadas ainda não haviam sido concluídas, tendo esse mapa um caráter ilustrativo para que se tenha uma visão da malha energética como um todo, sendo sempre necessário buscar informações atualizadas para a real situação de implantação da rede.

O SIN é composto por diversas instalações responsáveis pela geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. O setor de transmissão é responsável pelo transporte da energia elétrica entre as usinas geradoras e os centros de

consumo e é composto por uma complexa rede de cabos elétricos, isoladores, torres, transformadores, disjuntores, reatores e outros equipamentos. A combinação destes equipamentos dá origem às linhas de transmissão e às subestações, elementos básicos do sistema de transmissão, responsáveis pelo sincronismo entre a produção e o consumo de energia elétrica (PESSANHA et al., 2010).

Figura 2 – Mapa do Sistema Interligado Nacional



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2018).

A Rede Básica foi definida pela Resolução Normativa ANEEL nº.67/2004 (ANEEL, 2004), que estabelece que fazem parte da Rede Básica todas as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV, assim como os transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230kV, suas respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário. Para melhor apuração dos custos e receitas dos serviços de transmissão, as instalações pertencentes à Rede Básica foram agrupadas em



Funções Transmissão – FT, as quais são designadas conforme os componentes que as compõe. O Quadro 2 mostra os tipos de Funções Transmissão existentes e os componentes que fazem parte de cada FT.

Quadro 2 – Funções Transmissão

<b>FT – Função Transmissão</b>	<b>Equipamento Principal</b>	<b>Equipamentos Complementares</b>
LT- LINHA DE TRANSMISSÃO	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT. Reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TR – TRANSFORMAÇÃO	Transformador de potência e conversor de frequência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CR – CONTROLE DE REATIVO	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.
MG – MÓDULO GERAL	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplanagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.

Fonte: ANEEL (2005).

As Funções Transmissão são definidas como um conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares (ANEEL, 2005).

Logo, uma Função Transmissão do tipo Transformação (TR), por exemplo, é formada pelo transformador de potência, equipamento principal da FT, e pelos módulos que o conectam aos barramentos da subestação, com todo o conjunto que tem a função de fazer a transformação de uma tensão para outra sendo considerado como apenas uma FT. A Linha de Transmissão (LT) é o único tipo de FT que pode ter suas instalações pertencentes a mais de um concessão, pois não se localiza apenas no interior da subestação, podendo ter entradas e saídas pertencentes a concessões de diferentes empresas.

A definição das Funções Transmissão permitiu um melhor controle das instalações, principalmente no que se refere à qualidade dos serviços prestados, vinculando a cada FT uma receita para a concessionária, a Receita Anual Permitida – RAP e também descontos devido a não disponibilidade plena das instalações, dados pelo mecanismo da Parcela Variável – PV.

## 2.2 GESTÃO DE TRANSFORMADORES

Historicamente, pode-se considerar que a gestão de ativos teve início no começo do século XX, durante a Primeira Guerra Mundial (1914 - 1918), quando as fábricas passaram a estabelecer metas de produção mínima, elevando o ritmo de produção e a utilização das máquinas, surgindo assim a necessidade de efetuar reparos em um tempo mais reduzido. Para atender estas demandas, foi criado um setor subordinado à operação com o objetivo de realizar a manutenção no menor tempo possível (TAVARES; GOMES, 2015).

Na década de 40, com a Segunda Guerra Mundial (1939 - 1945), surgiu uma maior necessidade de aumento da velocidade da produção, com a administração das indústrias passando a se preocupar não somente a corrigir as falhas, mas também a prevenir que as mesmas ocorressem. Com isso as equipes de manutenção passaram a desenvolver rotinas de prevenção de avarias seguindo as recomendações dos fabricantes, além das manutenções corretivas já realizadas, surgindo assim a manutenção preventiva (TAVARES; GOMES, 2015). Destaca-se

que nesse período a gestão era realizada apenas na parte técnica, não considerando a parte econômica, e a substituição dos equipamentos era realizada apenas quando sua utilização não era mais possível mediante a realização de reparos, ou quando o equipamento não atendia mais as necessidades da produção.

A partir de 1950, maiores cuidados com o planejamento da manutenção começaram a ser tomados, envolvendo o emprego de equipes especializadas no planejamento, evoluindo assim para a Manutenção Produtiva Total. Já a partir de 1980 o abatimento de custos começa a ser implantado mais fortemente, não sendo mais a melhoria da qualidade o produto com o principal item a ser seguido. Finalmente, em 1993, nasce o *Institute of Asset Management* (IAM) com o objetivo de compartilhar melhores práticas e experiências entre um grupo de empresas, surgindo assim o conceito de Gestão de Ativos (ATTRI et al., 2013; TAVARES; GOMES, 2015).

Segundo Cerón et al. (2015), a Gestão de Ativos pode ser definida como um conjunto de atividades pela qual uma organização maneja de forma eficiente os seus ativos a fim de atingir um planejamento estratégico organizacional, sendo que o ativo é qualquer propriedade, planta industrial, máquina, veículo ou outro elemento com valor importante para a organização.

A gestão de transformadores pode ser considerada uma das áreas mais críticas em relação aos equipamentos de um sistema energético, sendo importante levar em consideração o elevado investimento necessário, o papel importante que os mesmos desempenham na rede e a dificuldade de previsão do melhor período para a realização da substituição. O envolvimento da gestão é na substituição desses equipamentos é muito importante, pois não estão apenas envolvidas as questões técnicas, mas também os fatores econômicos (ABU-ELANIEN, SALAMA E BARTNIKAS, 2011).

A gestão de um transformador é influenciada pelo seu histórico, pelas condições em que opera e por suas estratégias de manutenção, logo, as decisões sobre a substituição do equipamento são sempre influenciadas pelo comportamento anterior do transformador e pelas condições da infraestrutura, assim como pelos efeitos da decisão tomada (MARTINS, 2009).

Ainda segundo Martins (2009), nas decisões sobre a substituição de um transformador devem ser levados em conta os critérios técnicos, os econômicos e também os estratégicos. Dentro dos critérios técnicos são considerados

principalmente o estado atual do equipamento, o histórico de operação, as características do equipamento e seus dados de manutenção. Os critérios econômicos consideram os custos de manutenção, custo de substituição, valor residual e custos da indisponibilidade do equipamento. Já os critérios estratégicos levam em conta o sistema a que está ligado, as sobrecargas e o ambiente de sua instalação.

Abu-Elanien, Salama e Bartnikas (2011) ressaltam que existem diversos modelos para estimar o fim da vida útil dos transformadores, indicando o momento certo para substituição de acordo com sua expectativa de vida. Porém a maioria desses métodos não aborda questões econômicas como os custos de operação e manutenção. Além disso, esses métodos também não abordam os custos referentes a desabastecimentos e consertos dos transformadores. Ou seja, às vezes a substituição antes do fim da vida útil é o método mais econômico.

Tavares e Gomes (2015) destacam que, na atualidade, o desafio é rentabilizar cada negócio com sustentabilidade, fazendo com que o gerenciamento de ativos físicos seja considerado como um negócio que deva gerar o máximo de retorno para a organização.

Atualmente, a gestão estratégica dos transformadores leva em conta tanto a confiabilidade dos equipamentos, os custos de manutenção e de capital, quanto os custos relacionados às suas falhas e indisponibilidades. Os modelos estatísticos recentes que contemplam a expectativa de vida dos equipamentos são métodos que podem fornecer informações importantes aos decisores sobre a manutenção ou não do equipamento em funcionamento (CAMPELO et al., 2016).

A substituição de um transformador antes do fim de sua vida útil frequentemente é a opção mais viável economicamente, pois os custos de operação e manutenção devido ao aumento das falhas no período final da vida do transformador são mais elevados. Porém, muitas vezes os métodos de substituição econômica dos transformadores não se baseiam em parâmetros realistas dos equipamentos, como suas taxas de falhas, as incertezas dos dados e as indisponibilidades dos equipamentos (ABU-ELANIEN et al., 2011).

Assim, como auxílio na tomada de decisão sobre a substituição de transformadores de potência, é importante o levantamento do maior número possível de informações quanto à operação dos equipamentos, principalmente no que se refere aos seus custos durante a operação. Dentro destes custos causados pela

indisponibilidade dos transformadores em operação se encontram as deduções da remuneração das concessionárias devido às indisponibilidades de equipamentos e a o custo da redução de vida de equipamentos quando sujeitos a uma carga maior devido à falha de outro equipamento que opera na rede.

## 2.3 REMUNERAÇÃO DAS CONCESSIONÁRIAS

No atual modelo, o setor elétrico brasileiro vem passando por um processo de desverticalização, ou seja, os serviços de geração, transmissão e distribuição vem sendo separados e explorados por agentes econômicos diferentes. O processo apenas não está completamente desverticalizado porque os serviços de geração e transmissão ainda podem ser explorados por uma mesma empresa. Com essa separação, é necessária uma maior regulação da qualidade dos serviços em cada segmento, com a definição das responsabilidades dos setores de geração, transmissão e distribuição na cadeia global de fornecimento de energia (ALMEIDA, 2010).

A partir dessa regulação, as concessionárias transmissoras começaram a ser remuneradas através da Receita Anual Permitida – RAP e a qualidade dos seus serviços avaliados através da aplicação da Parcela Variável, temas discutidos nesta seção.

### 2.3.1 Receita Anual Permitida (RAP)

Os sistemas de transmissão são caracterizados por possuírem um monopólio natural, ou seja, devido aos elevados custos de instalação e operação das subestações e linhas de transmissão, a concorrência entre empresas no mesmo local acarretaria em um custo mais elevado ao usuário e em instalações subutilizadas. Devido a esta característica, é necessário que este setor seja colocado em um ambiente de regulação econômica, capaz de simular um ambiente competitivo e de controlar os custos repassados aos usuários. Esta regulação é feita pela ANEEL através da Receita Anual Permitida – RAP, onde as transmissoras são remuneradas por um valor previamente definido para cada um de seus ativos de transmissão (PESSANHA et al., 2010).

No que se refere à remuneração, as instalações foram classificadas em instalações existentes, englobando todas as instalações que se encontravam em operação até 31 de dezembro de 1999, e as novas instalações, compreendendo todas as instalações autorizadas ou licitadas após esta data. As instalações existentes estão listadas na Resolução ANEEL nº 166/2000 (ANEEL, 2000a).

As RAPs das instalações existentes foram definidas e publicadas na Resolução nº 167/2000 (ANEEL, 2000b) para as instalações que compõe a rede básica existente e para as conexões e demais instalações existentes. As RAPs estabelecidas tinham o objetivo de cobrir todos os custos das transmissoras na atividade de transmissão, incluindo custos de operação do sistema e tributação, dando uma margem de lucro pré-estabelecida para a empresa transmissora, estabelecendo assim um equilíbrio econômico-financeiro inicial nos contratos. As RAPs dos reforços dessas instalações são estabelecidas em resoluções específicas após a publicação da Resolução 167/2000 (PESSANHA et al., 2010).

Já as novas instalações licitadas a partir de 1999 entram em novo modelo em que as empresas interessadas em prestar o serviço participam de um leilão onde competem pela concessão dos serviços de transmissão de energia. Nesta modalidade, o vencedor do leilão é aquele que oferece a menor receita anual permitida, ou seja, a concessionária que realiza o serviço de transmissão cobrando o menor valor. São inclusos na outorga, cujo contrato tem validade de 30 anos, a construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão, incluindo linhas de transmissão e subestações. Para a realização do leilão, é estabelecida uma RAP máxima que cubra todos os custos da empresa e represente uma faixa de lucro para a mesma, a partir dessa RAP, os concorrentes dão seus lances, chegando a valores inferiores ao estabelecido (PESSANHA et al., 2010; TOMAZZIA, 2014).

Segundo Andrade et al. (2014) as atualizações das tarifas são realizadas através do Reajuste Tarifária Anual, onde o índice IGP-M é utilizado para a correção e através da Revisão Tarifária Periódica, realizada a cada quatro anos com o objetivo de analisar o equilíbrio econômico financeiro da concessão e da Revisão Tarifária Extraordinária. Pessanha et al. (2010) ainda destacam que a revisões são realizadas somente para as novas instalações, devido à uma cláusula contratual que não prevê este reajuste para as instalações das redes instaladas antes do ano 2000.

Adicionalmente à RAP, a partir de 2007 entrou em vigor o mecanismo da parcela variável com o objetivo de promover a prestação de um serviço de melhor qualidade a ser remunerado conforme a disponibilidade das instalações.

### **2.3.2 Parcela Variável**

O mecanismo da Parcela Variável - PV foi implantada a partir de 2007 através da Resolução ANEEL nº 270, com seus parâmetros definidos na audiência pública 043/2005. O objetivo de sua implantação é a melhoria da qualidade dos serviços de transmissão, avaliados pela continuidade e disponibilidade plena das instalações. Assim, através dos incentivos econômicos, a ANEEL estimulou as concessionárias de transmissão a aumentarem a disponibilidade de suas instalações através do aprimoramento das técnicas e logísticas de manutenção, otimização das periodicidades de manutenção e das frequências e duração dos desligamentos, redução do tempo de retorno à operação e do melhor aproveitamento dos desligamentos realizados (ANEEL, 2006).

Atualmente as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica e da parcela variável são dadas pela resolução normativa nº 729/2016 (ANEEL, 2016) que estabelece que o ONS deve apurar todos os eventos de indisponibilidade ou restrição operativa com duração superior a 01 (um) minuto, aplicando os descontos da Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação – PVA, Parcela Variável por Restrição Operativa – PVRO e Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI, conforme ocorrências apuradas.

A PVA é aplicada quando uma FT sofre atraso para entrar em operação, ou seja, quando o prazo estipulado no contrato não é atendido. Para aplicação das penalidades, é considerado o período entre a zero hora do dia seguinte ao estabelecido no contrato para entrada em operação da FT e o início de sua operação comercial, sendo o atraso limitado a 90 dias, como multas diferenciadas nos primeiros 60 dias de atraso e ainda com possibilidade de recontabilização dos valores caso a Aneel isente parcial ou totalmente a responsabilidade da concessionária pelo atraso.

Enquanto isso, a PVRO é aplicada quando a FT sofrer redução na capacidade operativa, podendo ser dividida em redução de curta duração e redução de longa duração. O fator de redução da capacidade operativa é calculado conforme

a redução proporcional ocorrida e é estabelecida tendo como referência o valor contratado, independente da necessidade do sistema no momento de ocorrência da restrição.

Já a PVI é aplicada quando ocorre a indisponibilidade plena de uma FT por Desligamento Programado, ou seja, por uma indisponibilidade de FT programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos procedimentos de rede ou por Outros Desligamentos, quaisquer indisponibilidades de FT não consideradas como Desligamento Programado.

O valor da PVI é calculado conforme a Equação1:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot (K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_o_j \cdot PAOD_j)) \quad (1)$$

Onde:

<i>D</i>	Número de dias no mês da ocorrência;
<i>24.60.D</i>	Número de minutos no mês da ocorrência;
<i>PB</i>	Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;
<i>PADP<sub>i</sub></i>	Período Associado a Desligamento Programado <i>i</i> , em minutos;
<i>PAOD<sub>j</sub></i>	Período Associado a Outro Desligamento <i>j</i> , em minutos;
<i>KP</i>	Fator multiplicador para Desligamento Programado;
<i>KO</i>	Fator multiplicador para Outros Desligamentos;
<i>NP</i>	Número de Desligamentos Programados da FT ocorrido ao longo do mês;
<i>NO</i>	Número de Outros Desligamentos da FT ocorrido ao longo do mês.

Para a aplicação das penalidades, sendo que a soma dos valores da PVRO e da PVI não podem ultrapassar 50% do PB de uma FT no mês de apuração, deslocando-se para os meses subsequentes o saldo que restar e nem 25% do somatório dos PB de uma FT efetuados durante o período contínuo de 12 meses, incluindo o mês anterior ao mês da apuração.

Os fatores KO e KP, assim como os padrões de duração e frequência dos desligamentos são apresentados no Anexo A. Destaca-se que para as FT do tipo Transmissão (TR), o fator KP tem valor 10, enquanto o fator KO tem valor 150, o que



equivale que cada minuto de indisponibilidade por Outros Desligamentos tem um desconto na parcela variável equivalente a 150 minutos do valor da RAP previsto no contrato, porém, após o 300º minutos, o fator KO será reduzido a KP para fins de aplicação dos descontos.

Sendo assim, qualquer desligamento de uma FT, tanto programado quanto não programado, implica em custos para a concessionária responsável pelos equipamentos. Como visto, estes custos dependem basicamente do tipo de desligamento, da duração do mesmo e pagamento base da FT, que é um valor calculado com base no custo do equipamento em questão. Como os transformadores de potência das subestações possuem um elevado custo, sua RAP possui um valor também elevado, gerando altos descontos por Parcela Variável no caso de indisponibilidade, sendo de grande importância a consideração destes custos de indisponibilidade na gestão dos ativos e avaliação da substituição de equipamentos.

## 2.4 VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES

O conhecimento das condições de operação dos equipamentos do setor energético, em especial dos transformadores de grande porte instalados em subestações, se torna cada vez mais importante para a melhoria da confiabilidade do sistema, reduzindo o custo da concessionária ao longo do tempo e servindo de auxílio na estratégia de manutenção e substituição dos equipamentos. Diferentes métodos de monitoramento e diagnósticos vem sendo desenvolvidos com o passar dos anos, considerando diversos fatores elétricos, físicos, térmicos, mecânicos, além das análises visuais, a fim de avaliar as condições operacionais dos transformadores, permitindo a avaliação do seu estado atual, fornecendo informações sobre seu grau de envelhecimento e auxiliando na recomendação de medidas para a melhoria da qualidade e manutenção do equipamento. Dentre as metodologias utilizadas para avaliar as condições de operação dos transformadores, destaca-se a análise através do *Health Index*.

O *Health Index* é um método que leva aos gestores as informações globais sobre as condições de operação dos transformadores, identificando tanto as necessidades de manutenção individual, quanto de todo o grupo de transformadores avaliados através de uma espécie de ranking de equipamentos. Essa classificação é

realizada com base em vários indicadores obtidos através de um conjunto de algoritmos desenvolvidos com o propósito de avaliar os dados de desempenho e as condições operacionais dos transformadores. Cada um desses algoritmos avalia uma característica ou um subsistema do equipamento, após, esses dados resultantes são ponderados formando uma pontuação final que representa o estado geral do transformador (VERMEER et al. 2013).

A avaliação dos transformadores através desse método leva em conta, principalmente, a confiabilidade do equipamento a longo prazo, utilizando fatores que afetam o tempo de vida útil do transformador e deixando em segundo plano os que podem ser revertidos por meio de manutenção. Um modelo de *Health Index* tem como objetivo principal apresentar um indicativo adequado da capacidade de um equipamento de continuar em operação, contendo indicadores objetivos da atual condição dos ativos e sendo de fácil interpretação por parte dos gestores (JAHROMI et al., 2009).

Nos últimos anos, diversos trabalhos abordando metodologias para análise das condições de operação de transformadores de potência através do cálculo do *Health Index* vem sendo desenvolvidos, considerando diferentes parâmetros e formas de aplicação. Segundo Gorgan et al. (2010), na literatura o *health index* usualmente é calculado através de um modelo com 24 fatores de diagnósticos, como análise dos gases dissolvidos, histórico de carregamento, condição geral do transformador, resistência do enrolamento, corrosão do tanque principal, entre outros. No estudo, os autores propõem um novo modelo considerando três fatores adicionais, ou seja, um conjunto de 27 fatores de diagnóstico como dados de entrada, concluindo que a condição de um transformador por ser avaliada, gerando uma estimativa de vida para o equipamento, além de que uma avaliação com 27 fatores de entrada é mais precisa que a de 24 fatores normalmente encontrada na literatura.

Abu-Elanien, Salama e Ibrahim (2011, 2012) apresentam métodos para cálculo do *Health Index*, a fim de diagnosticar as condições de vida útil dos transformadores, baseados em testes de diagnósticos utilizando como ferramentas uma rede neural artificial feedforward (FANN) e a teoria da lógica fuzzy, posteriormente testando as metodologias propostas com dados reais de transformadores em operação.

Já Naderian et al. (2008) propõem um método realístico para o cálculo do

*Health Index*, utilizando apenas dados reais disponíveis de transformadores de potência, considerando as limitações práticas para a obtenção dos dados. Esse método, além dos resultados de testes típicos como gases dissolvidos, qualidade do óleo e fator de potência, considera também observações físicas, histórico de manutenção e idade do equipamento, dentre outros. Com base nesses dados, é utilizada uma abordagem multicritério para o cálculo do índice.

Enquanto isso, Jahromi et al. (2009) apresentam o *Health Index* como uma ferramenta que auxilia na gestão dos transformadores em operação, trazendo o estado de degradação dos mesmos e a necessidade de substituição para os próximos anos, oferecendo um método prático que combina os dados disponíveis sobre os equipamentos com as práticas da indústria na gestão de ativos.

Os métodos de *Health Index*, porém, são métodos considerados estáticos, ou seja, avaliam a situação dos equipamentos no momento da sua aplicação, não permitindo a entrada de dados futuros no modelo existente. Assim, é necessário que o método seja aplicado periodicamente para avaliar a condição atual dos equipamentos, sendo necessário realizar todos os testes e inspeções a fim de gerar os fatores usados para o cálculo.

A Norma ABNT NBR 5416 define que o papel isolante dos transformadores é submetido a um processo contínuo de degradação devido à ação da água, do oxigênio e dos ácidos presentes no óleo isolante. Considerando as condições desses contaminantes do óleo como constantes, o envelhecimento do papel isolante depende principalmente da temperatura à qual está submetido e tem efeito cumulativo. Para aplicação da norma, o envelhecimento está baseado na vida esperada do transformador e depende do efeito da temperatura de operação no isolante ao longo do tempo (ABNT, 1997). A temperatura no isolante, por sua vez, depende também da carga à que o transformador está submetido.

Segundo o guia IEEE StdC57.91, a deterioração do papel isolante em função do tempo e da temperatura de operação para transformadores com óleo mineral isolante segue uma adaptação da teoria de Arrhenius, como apresentado na equação 2.

$$Vida_{pu} = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{\theta H + 273}\right)} \quad (2)$$

Onde:

$Vida_{pu}$  Deterioração do papel isolante;  
 $\theta H$  Temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

Enquanto o envelhecimento equivalente de um transformador pode ser calculado com base na temperatura do ponto mais quente do enrolamento, conhecida como temperatura de *Hot Spot* (IEEE, 2012). Sendo assim, o envelhecimento adicional a que está sendo submetido um transformador pode ser calculado através da Equação 3.

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta H + 273}\right)} \quad (3)$$

Onde:

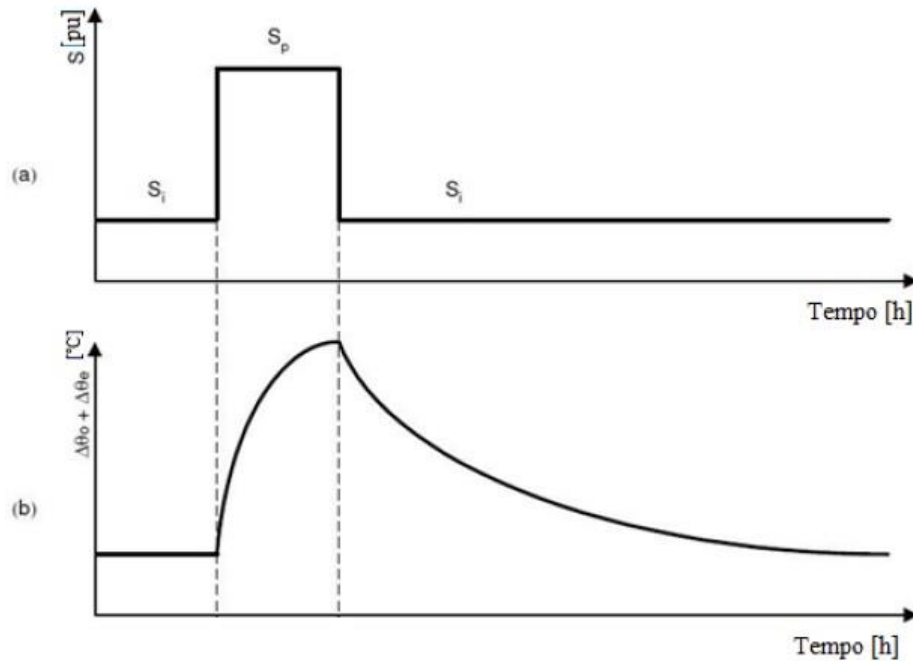
$F_{AA}$  Fator de envelhecimento equivalente;  
 $\theta H$  Temperatura do ponto mais quente da bobina (*Hot Spot*).

O fator de aceleração do envelhecimento é usado para calcular a taxa em que a vida do equipamento é reduzida quando seu enrolamento está submetido a uma determinada temperatura de operação, usando como referência a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, podendo assim determinar a redução de vida de um equipamento quando submetido a uma carga diferente da carga normal de operação, por exemplo, no caso de suprimento da carga de um transformador que opera em paralelo quando o mesmo sai de operação.

Devido à dificuldade de obtenção direta das temperaturas no interior do transformador, a qual pode ser medida diretamente através de fibra ótica, porém esse sistema possui elevado custo e não está instalado na maioria dos transformadores presentes em subestações, o cálculo da temperatura do ponto mais quente do enrolamento (*Hot Spot*) é realizado através de um modelo térmico que considera as características dos materiais envolvidos, os aspectos construtivos do transformador, o carregamento a que está submetido e a temperatura ambiente do local onde o equipamento está instalado (SILVA, 2005). A curva da temperatura de

*Hot Spot*, quando em carregamentos diferentes, segue o modelo apresentado na Figura 3.

Figura 3 – Temperatura de *Hot Spot* conforme carregamento



Fonte: Adaptado de ABNT (1997).

Diversos autores desenvolveram modelagens, validação ou comparação de metodologias utilizadas para cálculo das temperaturas no interior do transformador, tais como Susa, Lehtonen e Nordman (2005), Susa e Lehtonen (2006a, 2006b), Cui et al. (2016), porém o modelo mais utilizado é o apresentado no anexo G do guia IEEE, servindo como parâmetro de referência na grande maioria dos trabalhos publicados referentes ao assunto.

### 3 METODOLOGIA

Nesse capítulo serão apresentadas as etapas a serem desenvolvidas para alcançar os objetivos propostos. Inicialmente será abordado o enquadramento científico da pesquisa realizada, após será descrito resumidamente o projeto geral ao qual o projeto está vinculado e, posteriormente, será apresentado o procedimento metodológico utilizado.

#### 3.1 ENQUADRAMENTO DA PESQUISA

Conforme será descrito no procedimento metodológico, o presente trabalho pode ser classificado como de natureza aplicada, sendo esta uma pesquisa de ordem prática que possui como principal interesse que seus resultados auxiliem os profissionais na solução de problemas do dia a dia (DRESCH; LACERDA; ANTUNES, 2015).

O método científico utilizado será o indutivo, sendo fundamentado na generalização do conhecimento partindo de dados observados, ou seja, chegando-se a uma conclusão que representará o resultado final do estudo a partir dos dados coletados na fase inicial do trabalho. A sua principal diferença para o método dedutivo é que este parte da observação dos fenômenos, enquanto no dedutivo se parte das leis e teorias que abrangem tal fenômeno (DRESCH; LACERDA; ANTUNES, 2015).

O trabalho possui uma abordagem quantitativa, voltando-se principalmente para a descrição, previsão e explicação dos resultados, apoiando-se em dados mensuráveis e observáveis. Na abordagem quantitativa, a revisão da literatura é fundamental, justificando a formulação e a necessidade do estudo, seguida de uma coleta de dados com base em instrumentos predeterminados, obtendo o máximo de dados numéricos possível, levando a uma análise de dados que gere a comparação entre grupos, análises estatísticas ou comparação com estudos anteriores, chegando assim a um relatório de resultados padronizado, objetivo e, teoricamente, sem tendências geradas pelo observador (LAKATOS; MARCONI, 2017).

Já quanto aos seus objetivos, pode-se classificar a pesquisa como exploratória e descritiva. A pesquisa exploratória visa aprofundar o conhecimento do problema a fim de elaborar hipóteses para sua solução, sendo fortemente baseada

em uma profunda pesquisa bibliográfica, enquanto a pesquisa descritiva objetiva descrever as características e identificar as relações entre variáveis, sendo a maioria das pesquisas realizadas com objetivos profissionais enquadradas nesta categoria (GIL, 2010)

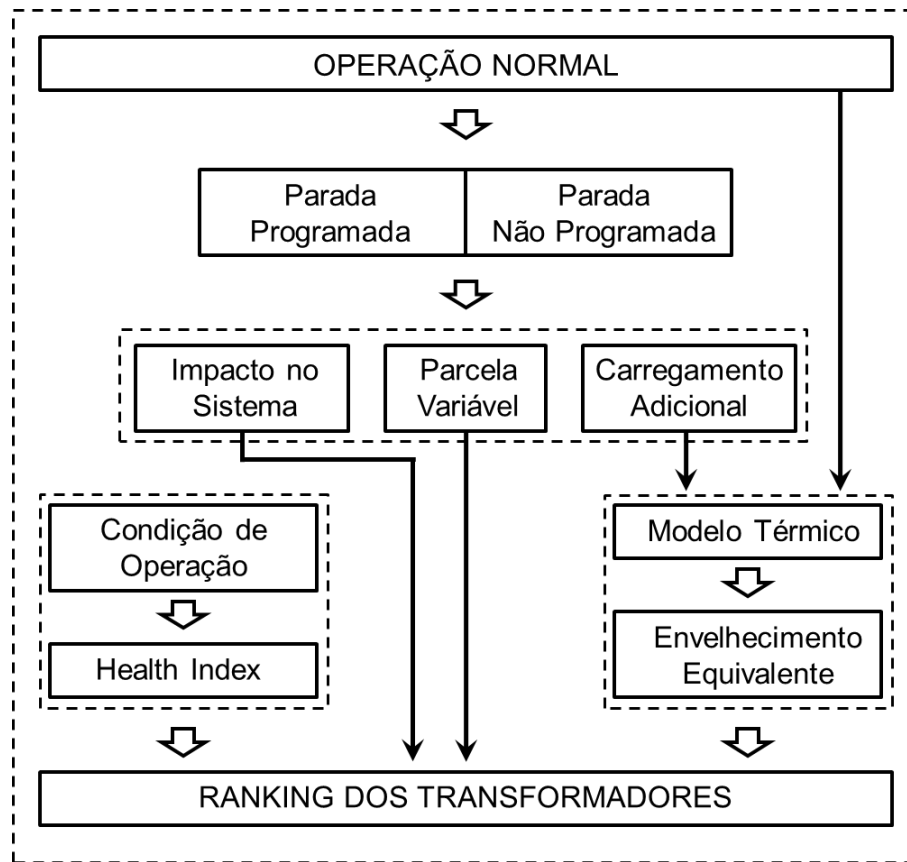
A fim de alcançar os resultados e contemplar os objetivos propostos, o método de pesquisa em que o trabalho se enquadra é um estudo de caso, sendo caracterizado como uma pesquisa empírica que busca compreender da melhor forma possível um fenômeno em seu contexto real durante sua ocorrência. É normalmente utilizado para investigar problemas complexos dentro do contexto em que ocorrem e assegura seu entendimento em profundidade (DRESCH; LACERDA; ANTUNES, 2015), como é o caso dos problemas de indisponibilidade de transformadores de potência no ambiente das concessionárias de transmissão de energia. Conforme Ellet (2008), o estudo de caso sempre tem o propósito de representar uma realidade, descrevendo uma situação com todos seus fatos e delimitações.

Durante a realização deste estudo de caso, foi utilizado o procedimento de revisão bibliográfica, conforme apresentado anteriormente, e também foi realizada uma pesquisa documental com a finalidade de levantar dados necessários para do desenvolvimento deste trabalho.

### 3.2 PROJETO DE SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES

A presente pesquisa está inserida em um projeto mais amplo, em parceria com a CEEE-GT e a empresa DIAGNO Materiais e Meio Ambiente, denominado “Estratégias para substituição de transformadores de potência em subestações considerando risco de falha, fator de impacto para o sistema e análise monetária de acordo com panorama da concessionária”. Esse projeto basicamente tem como objetivo desenvolver uma metodologia aplicada em um programa computacional, utilizando uma análise multivariável, para definir a prioridade na substituição de transformadores de potência em subestações, com base nas condições de operação do equipamento, no fator de impacto no sistema e nos custos envolvidos, considerando o panorama nacional. A Figura 4 apresenta um escopo da metodologia proposta no projeto.

Figura 4 – Estrutura do Projeto de Substituição de Transformadores



Fonte: Autor.

A metodologia proposta aborda tanto fatores técnicos quando fatores econômicos, fazendo parte do escopo deste trabalho realizar o estudo dos impactos econômicos gerados pela indisponibilidade dos equipamentos devido à parcela variável e ao envelhecimento equivalente adicional causado pelas indisponibilidades. Além disso, o projeto geral é composto por outros membros responsáveis pelas análises de risco de falha e impacto ao sistema, health index, modelo térmico, análise das configurações do sistema e pela modelagem final proposta no projeto, cada qual gerando resultados para o projeto e suas pesquisas científicas específicas.

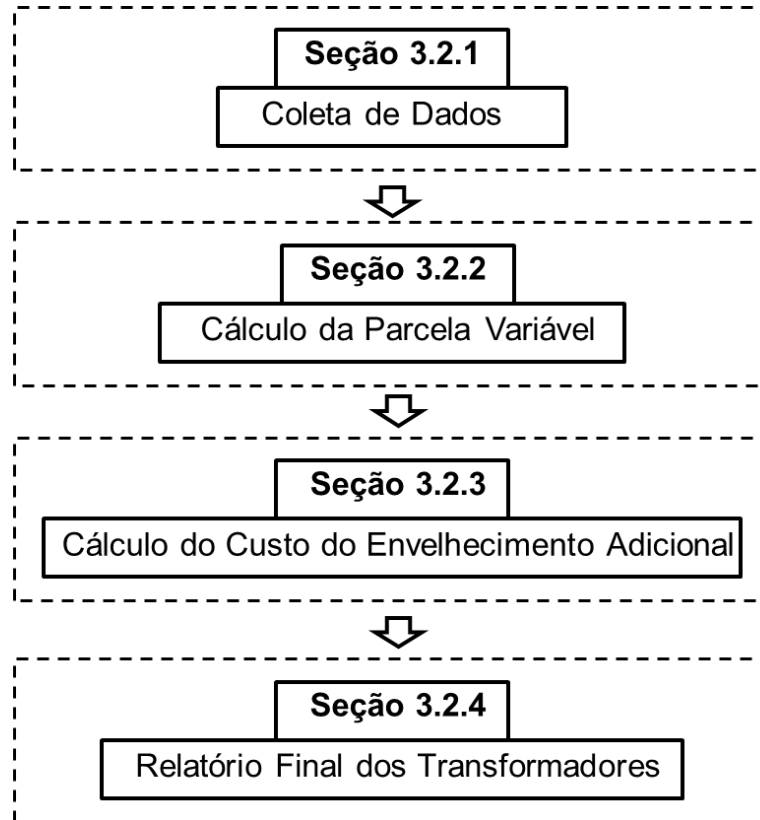
### 3.3 PROCEDIMENTO METODOLÓGICO

O desenvolvimento da modelagem deste trabalho foi dividido em etapas para que o resultado final atenda aos objetivos propostos. Para tanto, os passos mostrados na Figura 5 são necessários para que a modelagem elaborada possua



uma estrutura robusta e precisa.

Figura 5 – Estrutura da Modelagem



Fonte: Autor.

### 3.2.1 Coleta de Dados

A coleta de dados para a elaboração e teste da modelagem foi realizada junto à CEEE-GT, com dados reais de indisponibilidades dos transformadores das subestações da região de atuação da concessionária. Para o teste foram utilizados os dados dos últimos cinco anos apurados, visto que a apuração ocorre no mês de julho do ano seguinte, ou seja, foi utilizado o período de 2012 a 2016.

A CEEE-GT é responsável pela maioria das instalações que compõe a Rede Básica de Transmissão do Rio Grande do Sul, realizando o suprimento de energia para todas as distribuidoras que atuam no estado e também para potenciais consumidores livres. Atualmente, suas instalações próprias ou sob sua responsabilidade são compostas por 66 subestações (CEEE, 2017). A Figura 6 apresenta a rede básica sob a responsabilidade da CEEE-GT, com suas linhas e subestações.

Figura 6 – Rede básica da CEEE-GT



Fonte: CEEE (2017).

Para o teste da modelagem, foram necessários os dados básicos de cada um dos transformadores instalados nas subestações sob a responsabilidade da CEEE-GT, dentro desses dados estão:

- Subestação de origem;
- Código do transformador;
- Tensão de entrada e tensão de saída;
- Potência do transformador;
- Tipo de transformador;
- Carregamento médio do transformador.

Além dos dados básicos, foi necessário o levantamento dos dados de indisponibilidades dos transformadores nos últimos cinco anos. O relatório com as saídas de operação dos transformadores contém as seguintes informações:

- a) Data da saída de operação;
- b) Duração do desligamento;
- c) Tipo de desligamento (programado, não programado ou de urgência).

Para finalizar, foram levantados os dados de Pagamento Base e o custo de substituição para cada um dos transformadores instalados.

### **3.2.2 Cálculo da Parcela Variável**

O cálculo da parcela variável é realizado de acordo com a resolução 729/2016 da ANEEL, que traz todas as considerações necessárias para a realização do mesmo. O levantamento foi realizado com base nos dados reais coletados nas cinco últimas apurações na área de atuação da CEEE-GT, para o período de 2012 a 2016.

A resolução 729/2016 trata dos descontos por parcela variável devido a atraso da entrada em operação - PVA, desconto por restrição operativa - PVRO e desconto por indisponibilidade - PVI, além do adicional à RAP. Como o objetivo desse estudo é apresentar o custo das indisponibilidades, não serão considerados o PVA, PVRO e o adicional a RAP, e sim a Parcela Variável por Indisponibilidade.

O cálculo da PVI para os transformadores de potência é realizado através da Equação 1, porém, a aplicação da PVI só será realizada quando o número de Outros Desligamentos de uma FT ultrapassar o Padrão de Frequência de Outros Desligamentos ou quando a duração dos desligamentos ultrapassar o valor do Padrão de Duração dos Desligamentos estabelecidos no Anexo A, apurados em um período contínuo de 12 meses anteriores ao mês da apuração.

Para os transformadores de potência, fator  $K_p$ , fator multiplicador para desligamentos programados, tem valor igual a 10, enquanto o fator  $K_o$ , fator multiplicador para outros desligamentos, tem valor de 150, independente da tensão do transformador. Já os desligamentos considerados como intervenção de urgência, ou seja, intervenção solicitada com antecedência inferior a 24 horas em relação ao desligamento ou com antecedência entre 24 e 48 horas sem que o ONS consiga programar as condições do SIN, serão classificados como Outros Desligamentos e estarão sujeitos a um fator  $K_o$  igual a 50.

Nos desligamentos programados em que a duração do desligamento tiver duração maior que a programada junto ao ONS por responsabilidade da contratada, o período excedente será classificado como Outros Desligamentos, utilizando-se o

fator Kp multiplicado por 1,5 nos primeiros 30 minutos de atraso e o fator Kp multiplicado por cinco no tempo restante.

Os valores de PVI somados aos valores de PVRO não poderão ultrapassar:

a) 50% do PB de uma FT no mês de apuração, deslocando-se para os meses seguintes o restante da PV;

b) 25% do somatório dos PB de uma FT efetuados durante o período contínuo de 12 meses, incluindo o mês anterior ao mês da apuração;

c) 50% do somatório dos PB de uma FT associados aos equipamentos integrantes de mais de uma concessão de transmissão de FT, para o período de 12 meses incluindo o mês anterior ao da apuração;

d) 12,5% do valor da RAP da concessão para o período de 12 meses, considerando-se o desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FT dessa concessão.

Para a aplicação da PVI, não são considerados os desligamentos solicitados pelo ONS, os desligamentos iniciados e suspensos por solicitação do ONS, o período de 20 horas para uma intervenção de manutenção a cada três anos, desligamentos necessários para reforço ou ampliação, desligamentos para segurança de terceiros ou para realização de serviços de utilidade pública, assim como outros desligamentos estabelecidos na resolução 729/2016.

Após o levantamento da RAP de todos os transformadores instalados na área de concessão da CEEE-GT, são calculados os respectivos valores de PB, conforme a Equação 4.

$$PB = RAP/12 \quad (4)$$

Os dados coletados da PVI foram segregados em parcela variável devido a desligamentos programados e devido a desligamentos não programados para uma melhor análise dos resultados. A modelagem não considerou diretamente a metodologia abordada na resolução devido ao cálculo dos custos em tempo real não fazer parte do escopo deste trabalho e da dificuldade de obtenção dos dados de padrão de desligamento para cada um dos equipamentos. Assim, com a disponibilidade dos dados de custos na apuração anual de desligamentos realizados pela CEEE-GT, os dados da parcela variável foram diretamente levantados através dos relatórios de histórico de indisponibilidades.

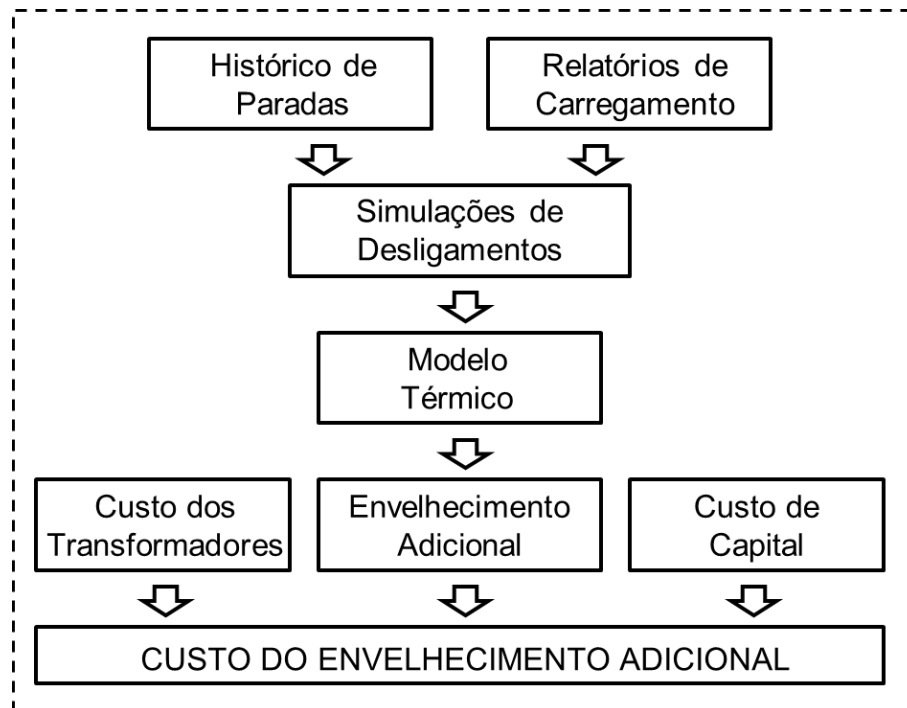
### 3.2.3 Cálculo do Custo do Envelhecimento Adicional

Os transformadores de potência em operação sofrem um envelhecimento causado pelos contaminantes do óleo isolante que agem sobre o papel isolante, causando uma deterioração que depende da temperatura de operação do equipamento (ABNT, 1997). A temperatura de operação, por sua vez, depende do carregamento a que o equipamento está submetido, das características do transformador e da temperatura ambiente do local, sendo geralmente obtida através de um modelo térmico (SILVA, 2005). Como os transformadores de potência encontram-se em subestações pertencentes ao SIN, o desligamento de um equipamento, quando possível, é compensado por outros equipamentos do sistema, fazendo com que as redes de distribuição e seus consumidores não sejam desabastecidos. Assim, quando um equipamento é desligado, outros equipamentos do sistema são afetados, aumentando seu carregamento e, conseqüentemente, sua temperatura, causando uma redução na vida do equipamento e antecipando sua substituição, o que causa um custo adicional para a concessionária. Ou seja, o desligamento de um equipamento pode implicar na redução da vida de diversos outros equipamentos, o cálculo desse Custo do Envelhecimento Adicional é o objeto de discussão desta seção.

Para a realização dos cálculos desses custos, foi realizada uma modelagem partindo das configurações do sistema, do carregamento dos equipamentos e do histórico de indisponibilidades e, através dos cálculos financeiros e do modelo térmico, foi possível chegar ao custo gerado pela saída de operação de cada equipamento, como mostra a Figura 7.

Primeiramente foram levantados os dados de carregamento médio de operação dos transformadores com os dados reais do ONS para a região de atuação da CEEE-GT através relatórios simulando a condição normal de operação e a condição de falha de cada um dos equipamentos. Estes relatórios foram gerados com o auxílio de outro membro do projeto, responsável pelo estudo das configurações de rede e de confiabilidade dos equipamentos. Os dados de carregamento foram organizados em planilha eletrônica, tendo-se assim a condição de carregamento de cada transformador em cada situação de operação.

Figura 7 – Metodologia para custo do envelhecimento adicional



Fonte: Autor.

Os dados de carregamento foram gerados em formato de carga unitária, já mostrando o percentual da capacidade a que o equipamento está submetido. A Tabela 1 exemplifica o resultado dos dados de carregamento dos transformadores para cada situação.

Tabela 1 - Carregamento dos Transformadores

<b>Deslig.</b>	<b>TR01</b>	<b>TR02</b>	<b>TR03</b>	<b>TR n</b>
<b>Nenhum</b>	75%	67%	78%	60%
<b>TR01</b>	0%	111%	86%	148%
<b>TR02</b>	123%	0%	94%	92%
<b>TR03</b>	93%	76%	0%	128%
<b>TR n</b>	75%	78%	90%	0%

Fonte: Autor.

Pode-se observar que a primeira linha contém os dados de carregamento médio quando todos transformadores estão em operação, seguida pelas linhas que apresentam o resultado do carregamento dos transformadores para cada desligamento.

Para os dados do histórico de desligamento dos últimos anos, foi considerado

o carregamento médio de cada transformador, devido à impossibilidade de obtenção dos dados de carregamento no momento do desligamento, porém, em um trabalho futuro, é interessante uma análise em que os dados de carregamento sejam obtidos no momento em que ocorre o desligamento.

Realizada a estruturação dos dados, foi feita comparação dos dados de carregamento de cada um dos transformadores em sua situação de operação normal com o seu carregamento na ocorrência do desligamento de um dos equipamentos, podendo ser verificado em quais equipamentos cada um dos desligamentos causa impacto, realizando a análise do envelhecimento adicional apenas para os equipamentos onde este ocorre.

Tendo como base o histórico de desligamentos, o levantamento dos carregamentos e os transformadores impactados em cada situação, partiu-se para a simulação de cada um dos desligamentos levantados, sendo configurada a simulação em rotinas de 24 horas de operação, com dados de carregamento dos transformadores afetado em condição normal de operação e na condição do desligamento com a duração real levantada, assim como a data da ocorrência.

Os dados das simulações de carregamento foram enviados para serem aplicados no modelo térmico que segue anexo G do guia IEEE StdC57.91, modelo que foi adaptado por membros do projeto geral de substituição de transformadores, não fazendo parte do escopo deste trabalho, onde foram inseridos juntamente com a temperatura média ambiente no local onde o transformador está instalado no dia em que a falha ocorreu e com as características técnicas de equipamento afetado.

Assim como mostrado no referencial teórico, quando um transformador é submetido a um carregamento maior ou menor, a temperatura do ponto mais quente da bobina aumenta conforme uma curva exponencial, havendo um atraso até que a temperatura atinja o novo patamar e se estabilize. Esse tempo depende de diversas condições como a diferença entre os dois carregamentos, a temperatura ambiente, os materiais de fabricação e características do óleo isolante e, principalmente, as características físicas do transformador em questão. Alguns trabalhos como os apresentados por Hoppe e Thompson (1996), Susa, Lehtonen e Nordman (2005), Susa e Lehtonen (2006a, 2006b) e Kweon et al. (2012) apresentam curvas reais de temperatura no interior do transformador. Com base na análise gráfica, foi observado que nos transformadores de potência de grande porte, em média, atingem uma temperatura de hot spot acima de 90% da temperatura final em

aproximadamente 30 minutos. Essa informação vai ao encontro do estabelecido na norma NBR 5416 que afirma que o tempo de operação no ciclo de carregamento em condição de emergência de curta duração não deve ultrapassar 30 minutos (ABNT, 1997). Assim, como nos desligamentos curtos a temperatura de operação dos demais transformadores não apresenta um grande acréscimo, neste trabalho foram desconsiderados os desligamentos com tempo inferior a 30 minutos, assim como os dados foram simplificados para duração de falhas em múltiplos de 1 horas, devido a limitação existente no modelo térmico que está dividido em 24 períodos diários.

A partir dos resultados obtidos para as temperaturas do ponto mais quente do enrolamento dos transformadores, o modelo térmico gerou o Fator de Envelhecimento Equivalente - FEQA para cada uma das situações simuladas, o qual representa basicamente o quanto cada equipamento envelheceu durante as 24 horas de uso simuladas. Tendo os fatores de envelhecimento equivalente para os equipamentos nas duas situações, ou seja, com todos os transformadores em operação (Situação 1) e na situação de desligamento de um dos equipamentos (Situação 2), foi realizado o cálculo da variação deste fator, representando o envelhecimento adicional ocorrido nos equipamentos devido ao desligamento de um dos transformadores. O cálculo foi realizado através da Equação 5.

$$\Delta FEQA = FEQA_2 - FEQA_1 \quad (5)$$

Onde:

$\Delta FEQA$  - Fator de envelhecimento equivalente causado pelo desligamento de um equipamento;

$FEQA_2$  - Fator de envelhecimento equivalente na situação de desligamento de um equipamento (Situação 2);

$FEQA_1$  - Fator de envelhecimento equivalente na situação em que todos os equipamentos se encontram em operação (Situação 1).

A Tabela 2 exemplifica o resultado obtido para o fator de envelhecimento adicional em cada um dos transformadores causado pelo desligamento de um dos equipamentos.



Tabela 2 - Fatores de Envelhecimento Equivalente em caso de Desligamento.

<b>Deslig.</b>	<b>TR02</b>	<b>TR03</b>	<b>TR04</b>	<b>TR n</b>
<b>FEQA1</b>	0,43	0,18	0,65	0,02
<b>FEQA2</b>	0,58	2,45	0,72	145,3
<b>ΔFEQA</b>	<b>0,15</b>	<b>2,27</b>	<b>0,07</b>	<b>145,3</b>

Fonte: Autor.

O fator de envelhecimento equivalente corresponde ao envelhecimento proporcional ao qual o transformador foi submetido devido ao carregamento adicional causado pelo desligamento de um dos equipamentos da rede, ou seja, um fator de 0,15 indica que um transformador tem envelhecimento equivalente adicional de 0,15 horas durante o período em que o transformador TR1 estava desligado, enquanto um fator 145,3 representa um envelhecimento de 145,3 horas durante o período de ocorrência do desligamento do transformador TR1.

Assim, com base nos resultados obtidos, foi realizado o cálculo do custo do envelhecimento adicional de cada transformador através da Equação 6.

$$CEA = \Delta FQA \times CAS \quad (6)$$

Onde:

*CEA* - Custo do envelhecimento adicional (R\$);

*ΔFQA* - Fator de envelhecimento adicional causado pelo desligamento de um equipamento (h);

*CAS* - Custo da antecipação da substituição (R\$/h).

O custo do envelhecimento adicional representa o valor do impacto causado em cada um dos transformadores afetados pelo aumento no carregamento na antecipação de sua substituição. Esse custo depende do fator de envelhecimento equivalente, o qual representa o envelhecimento causado pela mudança no carregamento e do custo da antecipação da substituição (*CAS*) que, por sua vez, depende do valor do equipamento e do custo de capital para a empresa e é calculado através da Equação 7.

$$CAS = \frac{Ct \times Cc}{365 \times 24} \quad (7)$$

Onde:

- CAS* - Custo de antecipação da substituição (R\$/min);  
*Ct* - Custo do transformador (R\$);  
*Cc* - Custo de capital (% a.a.).

O denominador da fórmula corresponde ao fator de transformação do custo anual de antecipação para custo por hora.

Por fim, o cálculo do custo total de redução de vida dos transformadores foi ser realizado através do somatório dos custos da redução de vida de cada um dos equipamentos afetados através da Equação 8.

$$CRV = \sum_{TR1}^{TRn} CEA \quad (8)$$

Onde:

- CRV* - Custo de redução da vida (R\$);  
*CEA* - Custo do envelhecimento adicional (R\$);

O custo de redução de vida representa o custo total gerado pelo desligamento de um transformador na redução de vida dos demais equipamentos pertencentes ao mesmo sistema, sendo um fator importante para contabilizar o real custo do desligamento de um equipamento para a concessionária à qual os equipamentos pertencem.

### 3.2.4 Relatório Final dos Transformadores

Realizadas as modelagens para cálculo da parcela variável por indisponibilidade e para o cálculo dos custos da redução de vida dos transformadores, partiu-se para o cálculo do custo total da indisponibilidade, o qual representa a soma dos dois dados, conforme a Equação 9.

$$CTI = PVI + CRV \quad (9)$$

Onde:

*CTI* - Custo Total da Indisponibilidade (R\$);

*PVI* - Parcela variável por indisponibilidade (R\$);

*CRV* - Custo de redução da vida (R\$).

A partir da metodologia apresentada da Figura 5 foi possível realizar o desenvolvimento do trabalho, iniciando com o levantamento de dados reais dos transformadores, obtidos diretamente através dos registros da concessionária CEEE-GT. Logo após, partiu-se para os cálculos dos custos da parcela variável para cada um dos equipamentos, tanto nas condições de desligamento programado quando de não programados.

A terceira etapa do desenvolvimento do trabalho constou do desenvolvimento de uma modelagem para o cálculo dos custos do envelhecimento adicional gerados pelas saídas de operação dos equipamentos, realizada através da metodologia apresentada na Figura 7, onde, partindo-se do histórico de desligamentos e dos relatórios de carregamento aplicados no modelo térmico e na modelagem desenvolvida, chegou-se ao valor do custo de envelhecimento adicional causado pelos desligamentos.

Com base nos resultados dessas etapas, foi possível calcular o custo total gerado pelas indisponibilidades, resultando em um relatório final com o custo total da indisponibilidade de cada um dos transformadores para o período analisado, possibilitando a avaliação do impacto do desligamento de cada um dos equipamentos pertencentes ao sistema e auxiliando na tomada de decisão sobre a substituição dos equipamentos em operação.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesse capítulo são apresentados os resultados obtidos durante a realização desta pesquisa, assim como a discussão dos mesmos. Para uma melhor organização do trabalho, os resultados estão divididos em quatro tópicos, sendo o histórico de desligamentos, os custos referentes à parcela variável e à redução de vida dos equipamentos e o custo final das saídas de operação dos transformadores.

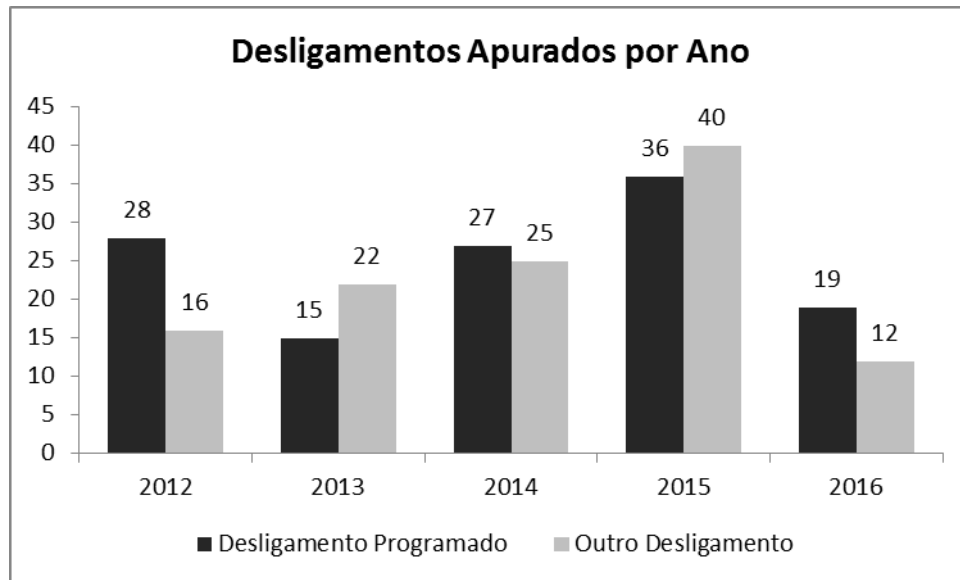
### 4.1 HISTÓRICO DE DESLIGAMENTOS

O levantamento de dados na área de atuação da CEEE-GT foi realizado englobando um histórico de desligamentos de cinco anos, no período compreendido entre 2012 e 2016. Durante o período, foi apurado um total de 240 saídas de operação distribuídas entre as 69 Funções Transformação analisadas. Foram considerados no estudo 79 transformadores de potência da rede básica de transmissão, com tensão de entrada igual ou superior a 230 kV, considerando os transformadores trifásicos e os bancos de transformadores monofásicos, os quais estão distribuídos em 27 subestações. As subestações consideradas neste estudo são: Alegrete (ALE2), Bagé (BAG2), Camaquã (CAM), Campo Bom (CBO), Cidade Industrial (CIN), Garibaldi (GAR1), Gravataí (GRA2), Guarita (GRT), Guaíba (GUA2), Lajeado (LAJ2), Maçambará (MBR), Osório (OSO2), Porto Alegre (PAL6, PAL8, PAL9 e PAL10), Pelotas (PEL3), Polo Petroquímico (PPE), Quinta (QUI), São Borja (SBO2), Santa Cruz do Sul (SCR1), Santa Maria (SMA3), Santa Rosa (SRO1), São Vicente do Sul (SVI), Taquara (TAQ), Uruguaiana (URU5) e Venâncio Aires (VAI).

Os desligamentos apurados foram separados em desligamentos programados e outros desligamentos, conforme as regras estabelecidas pelas ANEEL quanto ao aviso prévio sobre o desligamento, com a finalidade de analisar o maior impacto gerado pelos desligamentos não programados no valor da parcela variável. Outro aspecto importante da análise é a avaliação do impacto dos desligamentos programados, os quais a concessionária possui um maior controle quanto a sua duração e frequência, nos custos de redução de vida dos demais equipamentos devido ao sobrecarregamento, podendo a concessionária realizar uma melhor programação desses desligamentos com a finalidade de reduzir os impactos financeiros totais dos desligamentos. A Figura 8 mostra a distribuição dos

desligamentos apurados durante o período de levantamento dos dados do trabalho, de 2012 a 2016, podendo ser observada uma ligeira superioridade dos desligamentos programados em relação aos outros desligamentos, com um total de 125 desligamentos programados ante 115 não programados.

Figura 8 – Distribuição dos desligamentos no período analisado



Fonte: Autor.

Quanto à duração dos desligamentos, tem-se um tempo total de 149.577 minutos, ou seja, aproximadamente 2.493 horas em que algum dos transformadores analisados estava indisponível para o uso. Desse tempo total, 2.278 horas se referem aos desligamentos programados, representando 91,4% do tempo total de desligamentos, enquanto 215 horas (8,6%), são referentes aos desligamentos não programados. Essa grande diferença é reflexo da duração de cada desligamento, enquanto nos desligamentos programados a duração média do desligamento é de 18,23 horas, nos desligamentos não programados esse tempo é de 1,87 horas.

A duração elevada dos desligamentos programados em relação aos não programados deve-se não somente ao fato de que é durante esse tipo de desligamento em que são realizados os maiores serviços referentes a manutenção de rotina dos equipamentos com deslocamento das equipes necessária para a realização dos serviços e todo o material e mão de obra qualificada necessária para sua execução, mas também devido aos valores diferenciados da parcela variável dos desligamentos não programados em relação aos programados, com muitas 15

vezes maiores, o que leva as concessionárias a minimizarem ao máximo possível a duração dos desligamentos não programados, visando reduzir o valor da Parcela Variável ao menor valor possível. Os valores referentes aos custos da Parcela Variável dos desligamentos são discutidos no item 4.2 do presente trabalho.

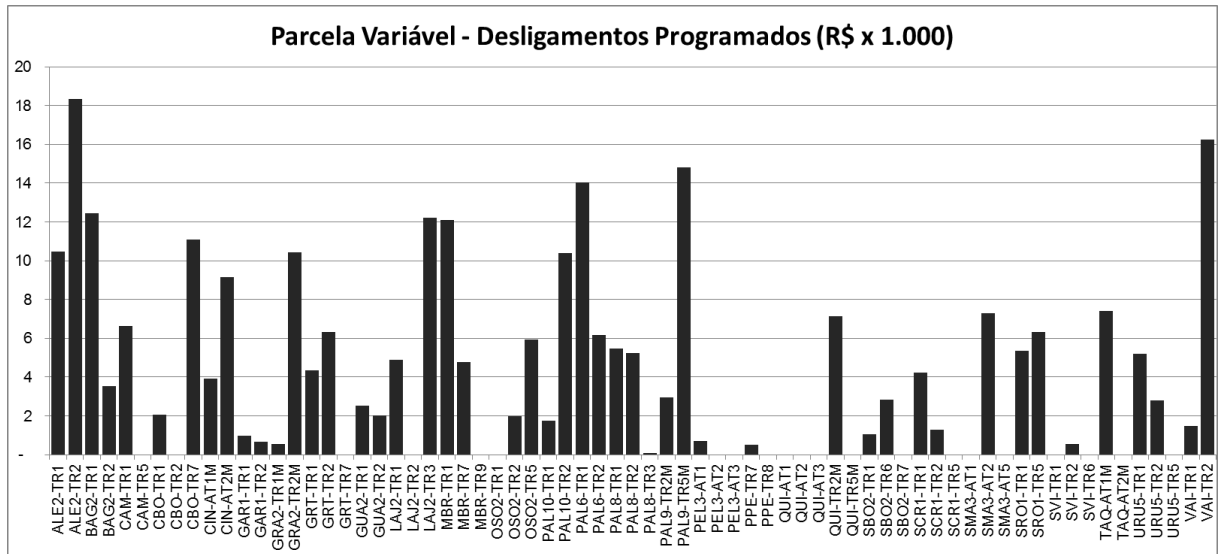
#### 4.2 CUSTOS DA PARCELA VARIÁVEL

A Parcela Variável, como explorado nos itens 2.3.2 e 3.2.2, é um mecanismo através do qual os órgãos reguladores cobram uma espécie de multa das concessionárias de transmissão pela não disponibilidade plena de suas instalações, no caso, os transformadores de potência. Sua aplicação possui fatores multiplicadores diferentes para desligamentos programados e desligamentos não programados, onde o fator de desligamento não programado é 15 vezes maior que o fator de desligamento programado, além dos padrões de desligamento que permitem certa duração de desligamentos já prevista em contrato sem a aplicação de multas. Assim, para uma análise mais precisa dos resultados, os custos das indisponibilidades foram separados em custos para desligamentos programados e custos de desligamentos não programados.

Os custos da parcela variável devido aos desligamentos programados atingiram 48 das 69 Funções Transformação do escopo deste trabalho, trazendo um custo médio de R\$ 4.038,25 por transformador para o período total de cinco anos. Os custos por transformador podem ser visualizados na Figura 9, tendo como destaque os transformadores ALE2-TR2 com custo de R\$ 18.349,09, VAI-TR2, R\$ 16.253,75, PAL9-TR5M, R\$ 14.812,22 e PAL6-TR5 com custo de R\$ 14.020,72.

Quanto aos desligamentos não programados, pode-se verificar na Figura 10 que a distribuição dos valores possui uma menor uniformidade de distribuição, fator que é explicado pela própria natureza do desligamento, uma vez que o mesmo não é esperado pela concessionária e pode ser gerado por uma grande variedade de causas assim como possuir as mais variadas soluções, acarretando em maiores ou menores durações. Além disso, esse tipo de desligamento é fortemente afetado pelas condições físicas do transformador, pelas condições climáticas e por diversos outros fatores locais e da rede elétrica na qual o equipamento está inserido.

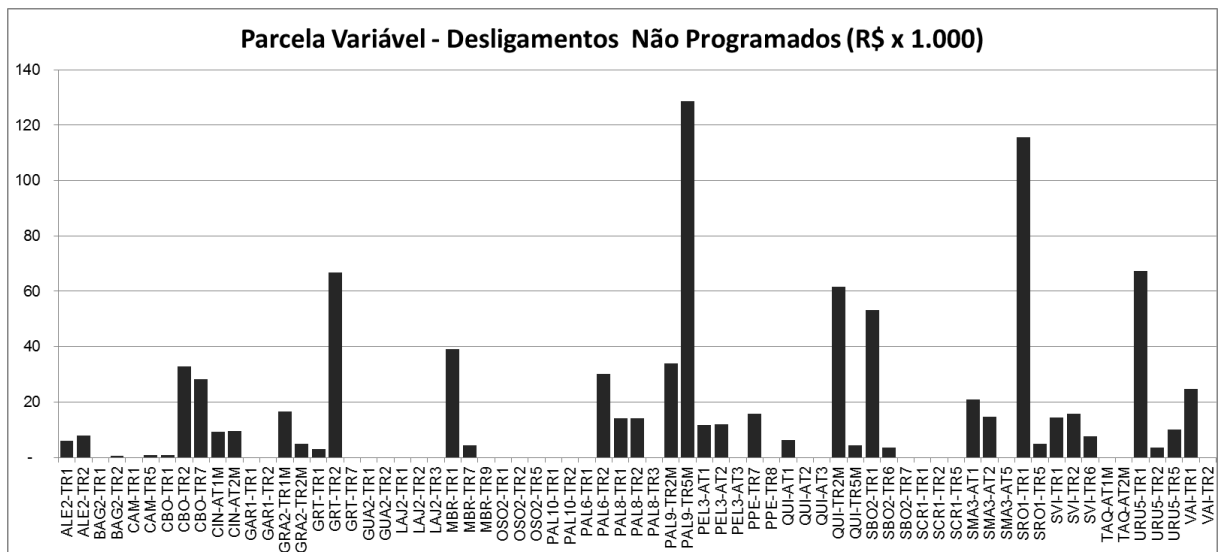
Figura 9 – Custos da PVI de desligamentos programados por transformador



Fonte: Autor.

Os desligamentos não programados geraram custos em 39 dos 69 transformadores analisados, porém, o custo médio dos desligamentos para cada transformador foi de R\$ 13.339,12, sendo maior que o triplo do valor médio dos desligamentos programados, mostrando a grande influência desse tipo de desligamento na remuneração da concessionária. Pode-se destacar nos valores apresentados na Figura 10, o valor da parcela variável para o transformador SRO1-TR1, atingindo R\$ 115.552,69 e a PVI para o transformador PAL9-TR5M, cujo valor total é de R\$ 128.714,39.

Figura 10 – Custos da PVI de desligamentos não programados por transformador

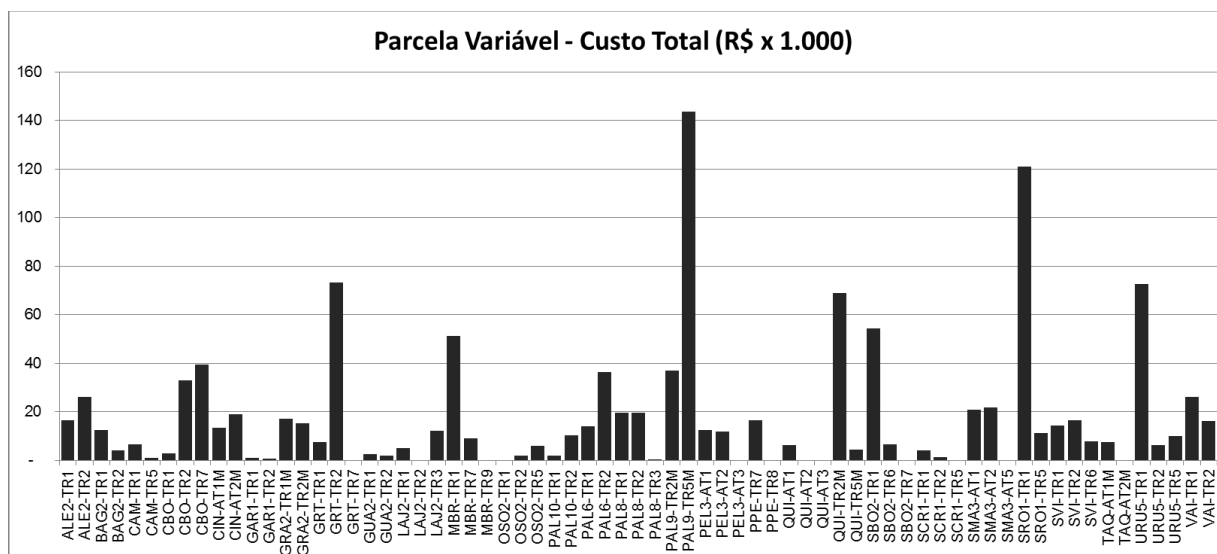


Fonte: Autor.

Os desligamentos programados representam, como visto no item 4.1, mais de 90% do tempo total dos desligamentos apurados no período, porém, quando nos referimos aos custos gerados, o valor total referente aos descontos gerados pelos desligamentos programados é de R\$ 278.639,22, representando apenas 23,2% do valor total da PVI do período apurado, enquanto os valores referentes aos desligamentos não programados somaram R\$ 920.399,02, equivalente a 76,8% do valor total. Esses resultados mostram o grande impacto do desconto pela parcela variável em caso de desligamentos não programados, acarretando altos custos para a concessionária devido ao fator multiplicador ser bem mais elevado que dos desligamentos programados.

Os valores referentes ao desconto total da parcela variável para cada transformador são mostrados na Figura 11.

Figura 11 – Custos da PVI total por transformador



Fonte: Autor.

Os resultados dos custos totais de desconto pela parcela variável no período analisado mostram grande discrepância de valores entre os transformadores, em que sete equipamentos, com descontos acima de 50 mil reais cada, representam 49% do valor total da parcela variável. Os destaques são os transformadores PAL9-TR5M e SRO1-TR1, com custos de R\$ 143.526,61 e R\$ 120.912,80, respectivamente, além de equipamentos que não apresentaram nenhum custo com PVI no período, sendo eles: GRT-TR7, LAJ2-TR2, MBR-TR9, OSO2-TR1, PEL3-AT3, PPE-TR8, QUI-AT2 e AT3, SBO2-TR7, SCR1-TR5, SMA3-AT5 e TAQ-AT2M.



### 4.3 CUSTOS DO ENVELHECIMENTO ADICIONAL

O cálculo dos custos do envelhecimento adicional dos transformadores causado pela indisponibilidade dos equipamentos foi realizado seguindo basicamente cinco etapas, o levantamento dos carregamentos simulando cada desligamento, a avaliação dos transformadores afetados pelo desligamento, a simulação das saídas de operação dos transformadores com o impacto nos transformadores afetados, a simulação do fator de envelhecimento equivalente (FEQA) para cada uma das situações e o cálculo dos custos gerados pelo envelhecimento adicional de cada equipamento afetado pelo desligamento.

A primeira etapa consistiu em realizar o levantamento dos carregamentos médios dos transformadores em condições normais de operação e, após, simulando o desligamento de um equipamento por vez, tendo assim os impactos nos transformadores afetados por cada desligamento. Com base nos relatórios de carregamento base médio e de carregamento em cada condição de saídas de operação, gerados por outro membro do grupo de trabalho que compõe o projeto geral de substituição de transformadores, foi elaborada a matriz com todos os dados de carregamento em percentual unitário, como pode ser visualizado parcialmente no Quadro 3.

Quadro 3 – Carregamentos simulados

	BASE	ALE2-TR1	ALE2-TR2	BAG2-TR1	BAG2-TR2	CAM-TR1	CAM-TR5	CBO-TR1	CBO-TR2	CBO-TR7
ALE2-TR1	0,1255	0,0000	0,2346	0,1255	0,1255	0,1255	0,1255	0,1255	0,1255	0,1255
ALE2-TR2	0,1287	0,2355	0,0000	0,1287	0,1287	0,1287	0,1287	0,1287	0,1287	0,1287
BAG2-TR1	0,4987	0,4987	0,4987	0,0000	1,0135	0,4987	0,4987	0,4987	0,4987	0,4987
BAG2-TR2	0,4987	0,4987	0,4987	1,0112	0,0000	0,4987	0,4987	0,4987	0,4987	0,4987
CAM-TR1	0,3019	0,3019	0,3019	0,3019	0,3019	0,0000	0,6088	0,3019	0,3019	0,3019
CAM-TR5	0,3004	0,3004	0,3004	0,3004	0,3004	0,6089	0,0000	0,3004	0,3004	0,3004
CBO-TR1	0,4355	0,4355	0,4355	0,4355	0,4355	0,4355	0,4355	0,0000	0,6531	0,6689
CBO-TR2	0,4336	0,4336	0,4336	0,4335	0,4335	0,4335	0,4335	0,6517	0,0000	0,6659
CBO-TR7	0,4538	0,4538	0,4538	0,4537	0,4537	0,4537	0,4537	0,6820	0,6805	0,0000

Fonte: Autor.

A matriz elaborada é composta mais de 60 transformadores pertencentes ao sistema CEEE-GT, localizados na primeira coluna, após, estão presentes os dados dos carregamentos médios de cada equipamento na situação em que todos os equipamentos estão em operação, dando assim o caso base de operação do sistema. A partir da terceira coluna estão os dados de carregamento simulando o

desligamento de cada um dos equipamentos, assim a coluna ALE2-TR1 mostra o carregamento de todos os equipamentos quando o transformador ALE2-TR1 está desligado, podendo ser facilmente visualizado que o carregamento do referido transformador consta como zero e o transformador ALE2-TR2, pertencente à mesma subestação, teve seu carregamento aproximadamente duplicado, suprimindo a demanda gerada pelo desligamento do TR1.

Finalizado o levantamento dos carregamentos em todas as situações propostas, foi elaborada uma segunda matriz, apresentada no Quadro 4, a qual é composta pela variação do carregamento de cada transformador em cada situação, a fim de analisar os transformadores afetados por cada desligamento, assim como o grau de impacto de tal desligamento.

Quadro 4 – Impacto dos desligamentos

	CAM-TR1	CAM-TR5	CBO-TR1	CBO-TR2	CBO-TR7	GRA2-TR1M	GRA2-TR2M	GRT-TR1	GRT-TR2	GRT-TR7
CAM-TR1	-100,00%	101,66%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
CAM-TR5	102,72%	-100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
CBO-TR1	-0,01%	-0,01%	-100,00%	49,97%	53,59%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
CBO-TR2	-0,01%	-0,01%	50,30%	-100,00%	53,59%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
CBO-TR7	-0,01%	-0,01%	50,30%	49,97%	-100,00%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
GRA2-TR1M	-0,01%	-0,01%	-0,01%	-0,01%	0,01%	-100,00%	81,14%	0,00%	0,00%	0,00%
GRA2-TR2M	-0,01%	-0,01%	-0,01%	-0,01%	0,01%	76,32%	-100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
GRT-TR1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-100,00%	50,31%	52,25%
GRT-TR2	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,52%	-100,00%	52,25%
GRT-TR7	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,52%	50,31%	-100,00%
PAL8-TR1	-0,01%	-0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	13,95%	15,37%	0,00%	0,00%	0,00%
PAL8-TR2	-0,01%	-0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	13,95%	15,37%	0,00%	0,00%	0,00%
PAL8-TR3	-0,01%	-0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	13,95%	15,37%	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: Autor.

Na primeira coluna da matriz, novamente tem-se a lista dos transformadores do sistema, enquanto cada uma das colunas seguintes indica a situação após o desligamento de determinado equipamento. Assim, como exemplo, o desligamento do banco de transformadores GRA2-TR1M da subestação de Gravataí causa um aumento de 76% no banco TR2M de Gravataí e também um acréscimo de 14% em cada um dos três transformadores da subestação PAL8, de Porto Alegre, para atender a demanda gerada.

A etapa seguinte consistiu em realizar a simulação dos carregamentos dos transformadores afetados em cada um dos desligamentos da base de dados, como pode ser exemplificado no Quadro 5.

Quadro 5 – Simulações dos desligamentos

Desligado	Afetado	Data	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CAM-TR1	CAM-TR5	27/07/2014	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
CAM-TR1	CAM-TR5	27/07/2014	0,300	0,609	0,609	0,609	0,609	0,609	0,609	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
CAM-TR1	CAM-TR5	11/01/2015	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
CAM-TR1	CAM-TR5	11/01/2015	0,300	0,609	0,609	0,609	0,609	0,609	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
GRA2-TR2M	GRA2-TR1M	10/11/2013	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390
GRA2-TR2M	GRA2-TR1M	10/11/2013	0,390	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706	0,390
GRA2-TR2M	PAL8-TR1	10/11/2013	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470
GRA2-TR2M	PAL8-TR1	10/11/2013	0,470	0,542	0,542	0,542	0,542	0,542	0,542	0,542	0,542	0,542	0,542	0,470
GRA2-TR2M	PAL8-TR2	10/11/2013	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477
GRA2-TR2M	PAL8-TR2	10/11/2013	0,477	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,477
GRA2-TR2M	PAL8-TR3	10/11/2013	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495
GRA2-TR2M	PAL8-TR3	10/11/2013	0,495	0,571	0,571	0,571	0,571	0,571	0,571	0,571	0,571	0,571	0,571	0,495
GRA2-TR2M	GRA2-TR1M	06/04/2014	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390
GRA2-TR2M	GRA2-TR1M	06/04/2014	0,390	0,706	0,706	0,706	0,706	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390
GRA2-TR2M	PAL8-TR1	06/04/2014	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470
GRA2-TR2M	PAL8-TR1	06/04/2014	0,470	0,542	0,542	0,542	0,542	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470
GRA2-TR2M	PAL8-TR2	06/04/2014	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477
GRA2-TR2M	PAL8-TR2	06/04/2014	0,477	0,550	0,550	0,550	0,550	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477
GRA2-TR2M	PAL8-TR3	06/04/2014	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495
GRA2-TR2M	PAL8-TR3	06/04/2014	0,495	0,571	0,571	0,571	0,571	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495

Fonte: Autor.

Nessa etapa, cada um dos desligamentos teve seu impacto nos transformadores afetados simulado para um período de 24 horas. Como exemplo, no Quadro 5, tem-se o desligamento do transformador CAM-TR1, no dia 27/07/2014, com duração de 5 horas, afetando o transformador CAM-TR5 e dobrando seu carregamento durante o período do desligamento. Com base nas simulações, foi possível calcular o Fator de Envelhecimento Equivalente – FEQA, para cada um dos transformadores afetados, comparando as condições normais de operação com o carregamento adicional durante as saídas de operação.

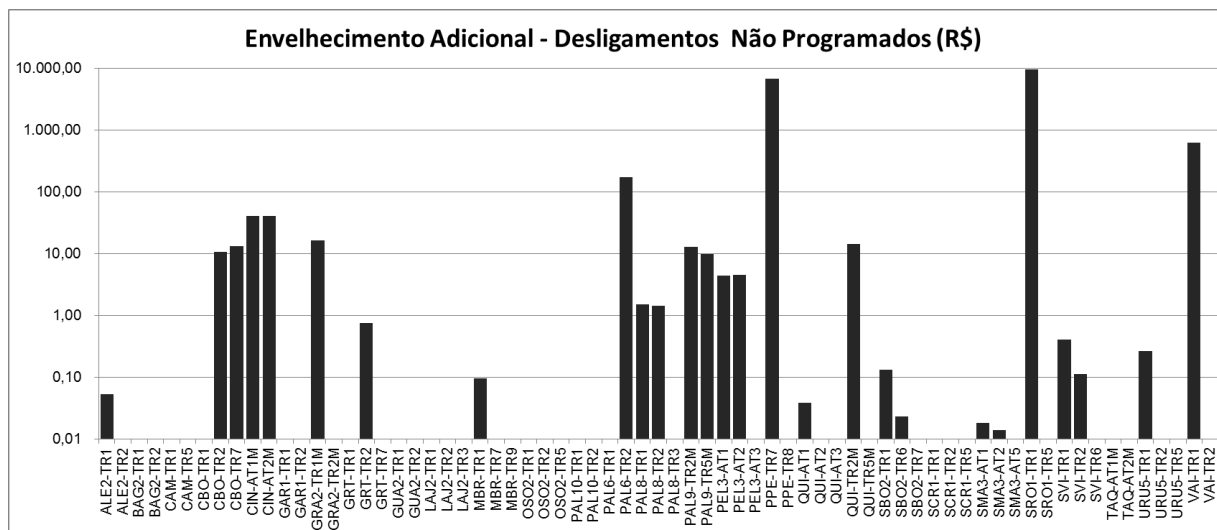
Realizadas as simulações para todos os desligamentos, os dados foram rodados no modelo térmico dos transformadores, elaborado por outro membro do mesmo projeto, considerando as características físicas de cada transformador, a temperatura média do dia no local em que o transformador está instalado e os dados de carregamento fornecidos por este trabalho. Obteve-se assim, como retorno das simulações, o FEQA diário para cada transformador afetado em condições normais de operação em durante a realização de cada saída de operação.

Com base nos dados de FEQA, através da Equação 5, foi calculado o envelhecimento adicional em cada um dos equipamentos afetados e, posteriormente, multiplicado pelo custo da antecipação da substituição de cada

transformador. Esse custo, por sua vez, é dado pelo custo de substituição do transformador multiplicado pelo custo de capital para a concessionária, como mostrado na equação 7. O custo dos transformadores e bancos de transformadores foi definido com base no banco de preços da ANEEL (ANEEL, 2009) e o custo de capital (12,26% a.a.) conforme o submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (ANEEL, 2011). Após, foram somados os custos adicionais de todos os transformadores afetados por cada um dos desligamentos, chegando-se assim ao custo do envelhecimento adicional nos equipamentos para cada uma das saídas de operação analisadas.

Os custos dos desligamentos foram discriminados em programados e não programados, assim como realizado nos custos da parcela variável, a fim de realizar uma análise mais detalhada dos dados, podendo comparar com os valores referentes à parcela variável. Assim, a Figura 12 mostra os custos por transformador para os desligamentos não programados.

Figura 12 – Custo do envelhecimento adicional – Desligamento não-programado



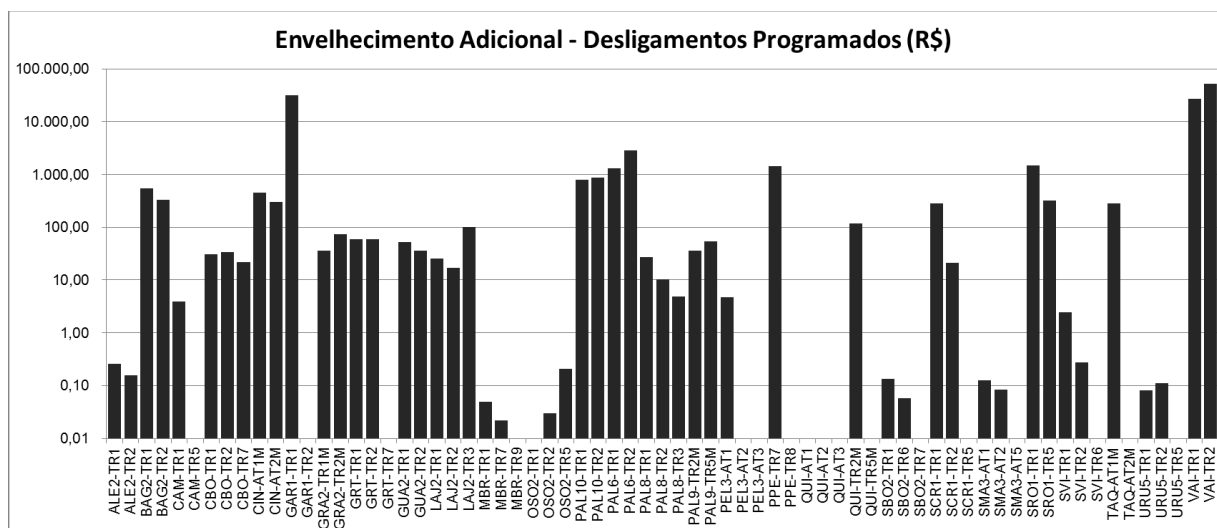
Fonte: Autor.

Devido à curta duração na maioria dos desligamentos não programados, motivada tanto pela não programação de reparos complexos quanto pela tentativa de minimizar os custos gerados pela aplicação do desconto através do mecanismo da parcela variável, uma vez que este é muito maior do que nos gerados por desligamentos programados, os valores de referentes ao envelhecimento adicional gerado tendem a valores mais baixos que os de desligamentos programados.

Na Figura 12, onde o gráfico foi apresentado em escala logarítmica para melhor apresentação dos dados vista a grande amplitude de variação entre os valores, pode-se observar a menor influência dos impactos causados por desligamentos não programados, com apenas dois transformadores apresentando valores acima da faixa de R\$ 1.000,00, sendo o transformador PPE-TR7 com custo de R\$ 6.736,63 e o SRO1-TR1, registrando R\$ 9.496,94. Além disso, das 69 unidades analisadas, apenas 16 apresentaram valores acima de R\$ 1,00, gerados pelos desligamentos não programados.

Quanto aos desligamentos programados, devido à sua maior duração na maioria das ocorrências, tem-se um maior impacto gerado nos transformadores da rede, acarretando em cerca de 88% dos custos de envelhecimento adicional, como pode ser visto na Figura 13.

Figura 13 – Custo do envelhecimento adicional – Desligamento programado



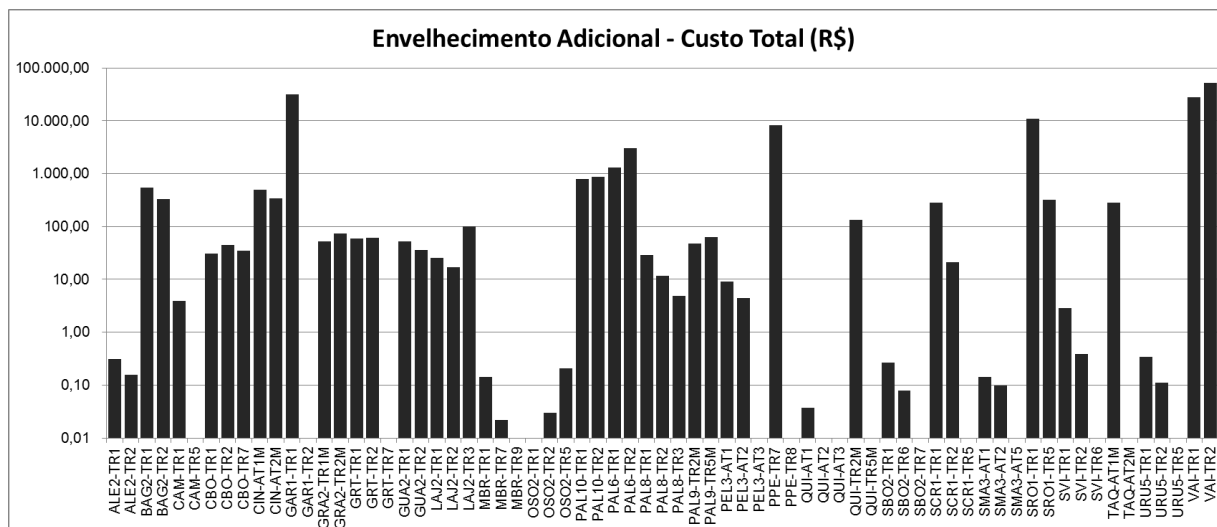
Fonte: Autor.

Os resultados do custo devido ao envelhecimento adicional causado pelos desligamentos programados mostram também uma grande amplitude na variação dos valores com cerca de 50% dos transformadores apresentando custos baixos, inferiores a R\$ 10,00 por equipamento, porém com elevados impactos de alguns equipamentos, destacando-se os transformadores GAR1-TR1, com custos de R\$ 31.373,32 e os equipamentos VAI-TR1 e TR2, R\$ 27.291,45 e R\$ 51.558,38, respectivamente. Assim, pode-se observar que os valores dos maiores impactos no envelhecimento adicional dos demais equipamentos são muito superiores aos

valores gerados pelos descontos por parcela variável nos mesmos equipamentos, devendo ser cuidadosamente analisados na programação e execução dos desligamentos.

A Figura 14 apresenta os valores totais referentes ao envelhecimento adicional causado pelas saídas de operação analisadas, tanto programadas quanto não programadas.

Figura 14 – Custo do envelhecimento adicional por transformador



Fonte: Autor.

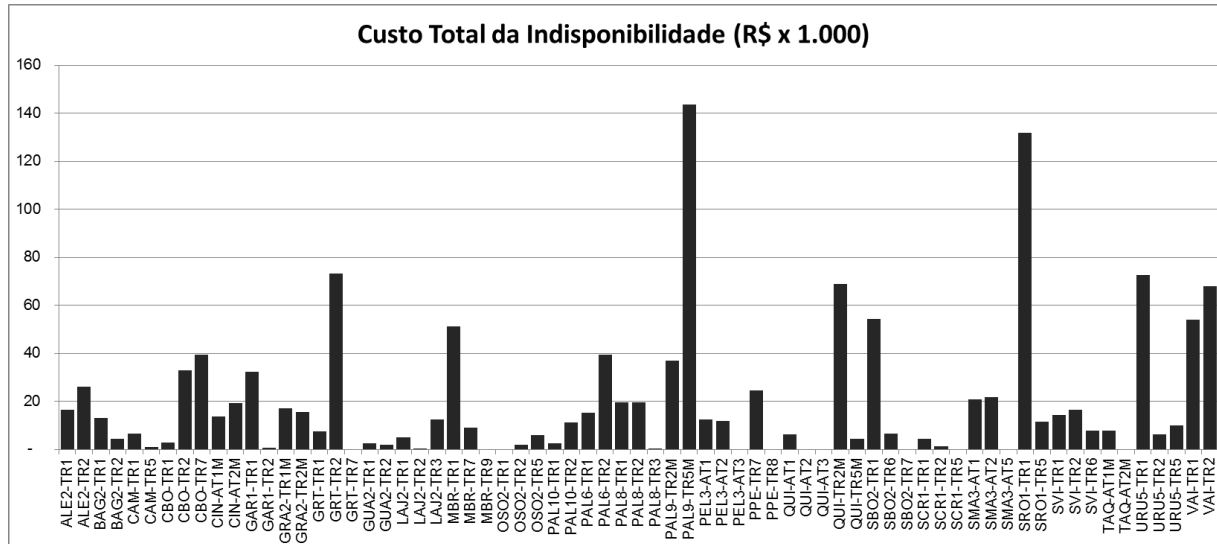
Os resultados finais do envelhecimento adicional mostram também a discrepância de valores, com os transformadores com maiores custos, GAR1-TR1, PPE-TR7, SRO1-TR1, VAI-TR1 e VAI-TR2, correspondendo a mais de 93% do custo total do envelhecimento adicional. Como aspecto comum, esses transformadores possuem um carregamento médio elevado, acima de 50%, e um único transformador sendo fortemente impactado, assumindo carregamento médio acima de 100% da capacidade no período de desligamento, o que causa grande elevação da temperatura de operação e, conseqüentemente, um maior envelhecimento adicional do equipamento.

#### 4.4 CUSTO FINAL DA INDISPONIBILIDADE DOS TRANSFORMADORES

Realizados os cálculos dos custos com a parcela variável para todos os transformadores e dos valores gerados pela antecipação da substituição de

equipamentos devido ao sobrecarregamento gerado pelas saídas de operação, chega-se ao custo total gerado pelos desligamentos analisados durante o período de cinco anos, os quais são mostrados na Figura 15.

Figura 15 – Custo total da indisponibilidade por transformador



Fonte: Autor.

Os dados apresentados no gráfico mostram que as duas principais unidades transformadoras afetadas são o transformador SRO1-TR1 e o banco de transformadores monofásicos PAL9-TR5M, cujos valores são devidos, principalmente, aos descontos gerados pela parcela variável durante os desligamentos não programados. Já o Quadro 6, por sua vez, apresenta o relatório final com os custos totais de indisponibilidade de cada um dos transformadores analisados, assim como o custo de substituição de cada um dos equipamentos.

O Quadro 6 mostra os custos envolvidos nas indisponibilidades de cada uma das 69 funções transformação analisadas, sendo que 11 delas não apresentaram custo durante o período analisado, assim como os custos de substituição referente a agosto de 2017, consultados através do banco de preços da Aneel (ANEEL, 2009). Já dentre as 10 unidades com maiores custos gerados pela indisponibilidade, duas tem como valor mais representativo o custo devido à antecipação da substituição, enquanto oito possuem como principal o custo referente à parcela variável. O banco de transformadores PAL9-TR5M apresenta o maior custo de indisponibilidade total agregado durante o período analisado.

Quadro 6 – Listagem ordenada dos custos por transformador

(continua)

<b>Posição</b>	<b>Transformadores</b>	<b>Custo de Substituição</b>	<b>Custo da Indisponibilidade</b>
1	PAL9-TR5M	R\$ 16.986.941,84	R\$ 143.590,65
2	SRO1-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 131.888,13
3	GRT-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 73.196,85
4	URU5-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 72.481,32
5	QUI-TR2M	R\$ 16.986.941,84	R\$ 68.897,42
6	VAI-TR2	R\$ 7.385.876,03	R\$ 67.812,13
7	SBO2-TR1	R\$ 5.691.635,04	R\$ 54.223,15
8	VAI-TR1	R\$ 7.385.876,03	R\$ 54.131,99
9	MBR-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 51.288,31
10	CBO-TR7	R\$ 7.809.378,68	R\$ 39.334,52
11	PAL6-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 39.324,37
12	PAL9-TR2M	R\$ 16.986.941,84	R\$ 36.866,62
13	CBO-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 32.978,33
14	GAR1-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 32.345,54
15	ALE2-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 26.182,12
16	PPE-TR7	R\$ 5.691.635,04	R\$ 24.512,83
17	SMA3-AT2	R\$ 7.360.308,12	R\$ 21.861,00
18	SMA3-AT1	R\$ 7.360.308,12	R\$ 20.903,82
19	PAL8-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 19.686,87
20	PAL8-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 19.433,67
21	CIN-AT2M	R\$ 13.801.351,19	R\$ 19.164,79
22	GRA2-TR1M	R\$ 16.986.941,84	R\$ 17.135,96
23	ALE2-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 16.493,66
24	SVI-TR2	R\$ 5.691.635,04	R\$ 16.353,67
25	GRA2-TR2M	R\$ 16.986.941,84	R\$ 15.405,85
26	PAL6-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 15.336,95
27	SVI-TR1	R\$ 5.691.635,04	R\$ 14.428,32
28	CIN-AT1M	R\$ 13.801.351,19	R\$ 13.722,61
29	BAG2-TR1	R\$ 5.691.635,04	R\$ 12.973,57
30	PEL3-AT1	R\$ 7.360.308,12	R\$ 12.416,77
31	LAJ2-TR3	R\$ 7.809.378,68	R\$ 12.307,91
32	PEL3-AT2	R\$ 7.360.308,12	R\$ 11.931,90
33	SRO1-TR5	R\$ 7.809.378,68	R\$ 11.504,97
34	PAL10-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 11.287,79
35	URU5-TR5	R\$ 7.809.378,68	R\$ 10.048,70
36	MBR-TR7	R\$ 7.809.378,68	R\$ 9.172,77
37	TAQ-AT1M	R\$ 13.801.351,19	R\$ 7.680,65
38	SVI-TR6	R\$ 5.691.635,04	R\$ 7.644,94



Quadro 6 – Listagem ordenada dos custos por transformador

(conclusão)

<b>Posição</b>	<b>Transformadores</b>	<b>Custo de Substituição</b>	<b>Custo da Indisponibilidade</b>
39	GRT-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 7.448,43
40	CAM-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 6.647,74
41	SBO2-TR6	R\$ 5.691.635,04	R\$ 6.490,31
42	QUI-AT1	R\$ 5.612.660,36	R\$ 6.390,04
43	URU5-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 6.291,84
44	OSO2-TR5	R\$ 7.809.378,68	R\$ 5.945,66
45	LAJ2-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 4.925,48
46	SCR1-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 4.506,08
47	QUI-TR5M	R\$ 16.986.941,84	R\$ 4.445,97
48	BAG2-TR2	R\$ 5.691.635,04	R\$ 4.429,67
49	CBO-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 2.951,21
50	GUA2-TR1	R\$ 5.691.635,04	R\$ 2.588,88
51	PAL10-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ 2.551,15
52	GUA2-TR2	R\$ 5.691.635,04	R\$ 2.042,88
53	OSO2-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 1.998,65
54	SCR1-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 1.305,51
55	CAM-TR5	R\$ 7.809.378,68	R\$ 898,40
56	GAR1-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 675,41
57	PAL8-TR3	R\$ 7.809.378,68	R\$ 74,18
58	LAJ2-TR2	R\$ 7.809.378,68	R\$ 16,84
59	QUI-AT2	R\$ 5.612.660,36	R\$ -
60	QUI-AT3	R\$ 5.612.660,36	R\$ -
61	PPE-TR8	R\$ 5.691.635,04	R\$ -
62	SBO2-TR7	R\$ 5.691.635,04	R\$ -
63	PEL3-AT3	R\$ 7.360.308,12	R\$ -
64	GRT-TR7	R\$ 7.809.378,68	R\$ -
65	MBR-TR9	R\$ 7.809.378,68	R\$ -
66	OSO2-TR1	R\$ 7.809.378,68	R\$ -
67	SCR1-TR5	R\$ 7.809.378,68	R\$ -
68	SMA3-AT5	R\$ 7.809.378,68	R\$ -
69	TAQ-AT2M	R\$ 13.801.351,19	R\$ -

Fonte: Autor.

Os resultados mostram a metodologia como uma importante ferramenta para auxílio na tomada de decisão da substituição de transformadores por parte das concessionárias, levando dados financeiros que podem, aliados aos parâmetros técnicos e estratégicos da concessionária, compor uma importante ferramenta de tomada de decisão para a priorização adequada na substituição dos equipamentos.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A pesquisa realizada nesse trabalho apresentou o desenvolvimento de uma modelagem para cálculo dos custos da indisponibilidade de transformadores de potência de grande porte instalados em subestações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional, tendo como objeto de estudo a área de concessão da CEEE-GT, englobando todo o estado do Rio Grande do Sul. Durante o estudo, foi apurado o histórico recente de desligamentos dos equipamentos, a fim de analisar os custos gerados pelos eventos devido a se tratarem de equipamentos importantes para o sistema de transmissão e também de consideráveis valores de investimento. A apuração dos custos teve como base o levantamento dos valores e parcela variável e o cálculo dos custos referentes ao envelhecimento adicional causado a outros equipamentos da rede quando ocorre uma saída de operação e como objetivo principal fornecer dados que auxiliem na tomada de decisão das concessionárias quanto à tomada de decisão sobre os equipamentos prioritários a serem substituídos no sistema.

O levantamento inicial de dados mostrou um considerável número de saídas de operação dos equipamentos, tanto para os desligamentos programados quanto para os não programados, com representativa variação na duração dos desligamentos e duração dos desligamentos programados superior à dos não programados, fato justificado tanto pela não programação de nenhum serviço durante aquele momento, fazendo com que seja corrigido o problema com maior rapidez possível, colocando novamente o equipamento em operação. A maior duração dos desligamentos programados também pode ser incentivada pela menor preocupação das concessionárias devido aos menores valores do desconto através da parcela variável, porém, como mostrado no desenvolvimento da pesquisa, os custos indiretos gerados pelo envelhecimento adicional em outros equipamentos podem possuir valores elevados.

O levantamento dos custos da parcela variável mostrou a grande importância da redução do número de desligamentos dos equipamentos devido ao elevado custo dos descontos gerados na remuneração da concessionária, principalmente os custos relativos aos desligamentos não programados. Esses resultados mostram a necessidade de uma boa manutenção dos equipamentos com a finalidade de reduzir ao máximo o risco de falha, assim como de um planejamento para atendimentos de

emergência caso as saídas de operação ocorram, reestabelecendo o funcionamento do equipamento no menor tempo possível a fim de minimizar os valores das multas aplicadas.

Enquanto isso, a modelagem para o cálculo dos custos relativos à antecipação da substituição pelo envelhecimento adicional causado pelo sobrecarregamento, quando um equipamento é desligado, mostrou a importância no cuidado também com os desligamentos programados, pois, além da parcela variável, os custos indiretos gerados pela antecipação da substituição podem ter elevado impacto para a concessionária. A análise desses resultados mostrou que os maiores valores são principalmente gerados pelos desligamentos programados, devido à maior duração desses desligamentos. Além disso, os transformadores que mais impactam nesses custos são os que possuem apenas um equipamento em paralelo, o qual acaba suprindo toda, ou grande parte, da demanda gerada pelo desligamento e que também possuem um elevado carregamento médio, acima de 50%, gerando grande aumento na temperatura do transformador que supre a demanda e, conseqüentemente, um elevado envelhecimento no equipamento.

Levantados os dados dos custos com a parcela variável e calculados os custos referentes à antecipação da substituição, apresentado o custo total da indisponibilidade dos transformadores de potência no período analisado, mostrando os altos custos gerados para as concessionárias e a importância de um bom gerenciamento das paradas e da manutenção dos equipamentos, tendo alguns equipamentos apresentados custos superiores a 100 mil reais durante o período. Por fim, o relatório gerado mostra a grande variação de custos entre os equipamentos, podendo servir como auxílio na tomada de decisão sobre a substituição de equipamentos por parte das concessionárias.

## 5.1 CONCLUSÃO

Apresentadas as considerações finais da pesquisa, pode-se concluir que o presente trabalho apresentou um levantamento de dados do histórico de desligamentos dos últimos anos dos equipamentos sob concessão da empresa CEEE-GT, sendo assim atendido o primeiro objetivo específico do trabalho, levantar os dados de desligamento dos transformadores. Após, foi realizado o levantamento das multas devido à parcela variável durante o período, separando as saídas de

operação em programadas e não programadas, e realizados os cálculos dos custos gerados pelos desligamentos devido ao envelhecimento adicional dos demais equipamentos da rede, sendo assim alcançados o segundo e o terceiro objetivos específicos, de apurar os custos de desconto da parcela variável e de realizar a modelagem para o cálculo do custo de redução de vida. Assim, foi possível atender ao último objetivo específico através da geração de um relatório final com os custos totais da indisponibilidade de cada um dos transformadores analisados.

A realização de cada uma das etapas da pesquisa levou ao desenvolvimento de uma modelagem capaz de apurar os custos gerados pela indisponibilidade dos transformadores de potência instalados em subestações, atendendo ao objetivo principal proposto pela pesquisa e respondendo ao problema de pesquisa que originou esse trabalho.

Assim, satisfeitos os objetivos do trabalho, pode-se concluir que a modelagem pode ser utilizada para avaliar o custo da indisponibilidade de transformadores de potência em subestações, sendo uma ferramenta de auxílio na tomada de decisão pelas concessionárias através de um demonstrativo de custos das indisponibilidades dos equipamentos.

## 5.2 LIMITAÇÕES DA PESQUISA

As principais limitações dessa pesquisa se referem ao fato de serem usados valores médios de carregamento para os equipamentos, realizando uma aproximação dos resultados, sendo necessário, para que se tenham resultados com maior grau de precisão, o monitoramento em tempo real do carregamento dos equipamentos com suas curvas instantâneas de carregamento, podendo assim ser apurado o real impacto do carregamento adicional no momento em que ocorre tal desligamento.

Outra limitação importante é a falta de dados disponíveis relativa a alguns transformadores presentes no sistema, não sendo possível utilizar todos os transformadores da rede básica sob concessão da CEEE-GT, restringindo-se aos equipamentos mostrados na pesquisa. A não disponibilidade de dados recentes referentes aos transformadores, principalmente no que se trata aos equipamentos instalados no Brasil e aos dados monetários envolvidos também é um fator limitante para o desenvolvimento da pesquisa, assim como a dificuldade e o tempo de retorno

para os dados fornecidos pelo grupo CEEE-GT.

Além disso, os valores envolvidos na manutenção dos equipamentos, assim como valores indiretos do impacto no sistema como o desabastecimento de redes e a importância para o sistema não foram considerados, sendo os resultados limitados aos itens constantes no trabalho e servindo como ferramenta de auxílio.

### 5.3 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O presente estudo ainda apresenta pontos que podem ser aprofundados e ampliados, resultados em campos de pesquisa a serem desenvolvidos. Entre estes pontos, destaca-se uma modelagem com acompanhamento em tempo real das condições de carregamento e temperatura de transformadores do sistema, gerando dados precisos da duração das indisponibilidades e dos reais impactos gerados no envelhecimento dos equipamentos.

Outro campo que pode ser desenvolvido é a elaboração de planos de manutenção corretiva e preventiva dos equipamentos que se adequem às suas características físicas e de operação, minimizando o número e tempo das saídas de operação e trazendo um plano individualizado, que atendessem da melhor forma cada equipamento, reduzindo os impactos para o sistema e os custos gerados para a concessionária.

## REFERÊNCIAS

ABNT – Associação Brasileira de Norma Técnicas. **NBR 5416**: Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento. Rio de Janeiro, 1997. 73 p.

ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A. Asset management techniques for transformers. **Electric Power Systems Research**. Vol. 80, n. 4, Apr. 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779609002405>>. Acesso em: 12 jan. 2017. DOI: 10.1016/j.epsr.2009.10.008.

ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A.; BARTNIKAS, R. A Techno-Economic Method for Replacing Transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**. Vol. 26, n. 2, Apr. 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5674120/>>. Acesso em: 12 jan. 2017. DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2091289.

ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A.; IBRAHIM, M. Determination of transformer health condition using artificial neural networks. **International Symposium on Innovations in Intelligent Systems and Applications (INISTA)**, Jun. 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5946173/?part=1>>. Acesso em: 12 jan. 2017. DOI: 10.1109/INISTA.2011.5946173.

ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A.; IBRAHIM, M. Calculation of a Health Index for Oil-Immersed Transformers Rated Under 69 kV Using Fuzzy Logic. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 27, issue: 4, Oct. 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6255812/>>. Acesso em: 08 jan. 2017. DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2205165.

ALDHUBAIB, H. A.; SALAMA, M. M. A. A novel approach to investigate the effect of maintenance on the replacement time for transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 29, n.4, Aug. 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6861488/>>. Acesso em: 25 jan. 2017. DOI: 10.1109/TPWRD.2014.2321409.

ALMEIDA, G. F. B. **Análise do desempenho das Concessionárias de Transmissão com a aplicação da Parcela Variável**. 2010. 115p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

ANDRADE, G. N. et al. Evaluating Electricity Distributors Efficiency Using Self-Organizing Map and Data Envelopment Analysis. **IEEE Latin America Transactions**. Vol. 12, n.8, Dez. 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7014515/>>. Acesso em: 15 jan. 2017. DOI: 10.1109/TLA.2014.7014515.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 166, de 31 de maio de 2000**. Estabelece as receitas anuais permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão. 2000a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2000167.pdf>>. Acesso em 23 jan. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 167, de 31 de maio de 2000.** Atualiza a Composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações. 2000b. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2000166.pdf>>. Acesso em 23 jan. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 67, de 08 de junho de 2004.** Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004067.pdf>>. Acesso em 23 jan. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 191, de 12 de dezembro de 2005.** Estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, componentes do Sistema Interligado Nacional, bem como define as Funções Transmissão e os respectivos Pagamentos Base. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2005191.pdf>>. Acesso em 23 jan. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica: Regulamentação da Parcela Variável.** Brasília, 23 Mar. 2006. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/043/apresentacao/aneel-ap\\_043-05.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/043/apresentacao/aneel-ap_043-05.pdf)>. Acesso em 23 jan. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 758, de 6 de janeiro de 2009.** Homologa as Metodologias para definição e atualização do Banco de Preços de Referência ANEEL a ser utilizado nos processos de autorização, licitação para outorga de concessão e revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atreh2009758.pdf>>. Acesso em: 23 jan. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 443, de 26 DE JULHO DE 2011.** Estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e dá outras providências. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2011443.pdf>>. Acesso em: 27 set. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 643, de 16 DE DEZEMBRO DE 2014.** Altera a Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, altera a Resolução Normativa nº 435, de 24 de maio de 2011, aprova a Revisão 1.1 do Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, revoga a Resolução Normativa nº 491, de 5 de junho de 2012, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/021/resultado/ren2014643.pdf>>. Acesso em: 27 set. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 729, de 28 de junho de 2016.** Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionária de

transmissão integrantes da Rede Básica e das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais que se conectam à Rede Básica, conforme Resolução Normativa nº 442, de 26 de julho de 2011, e dá outras providências. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016729.pdf>>. Acesso em: 23 jan. 2017.

ARSHAD, M. ISLAM, S. M. KHALIQ, A. Fuzzy logic approach in power transformers management and decision making. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, vol. 21, issue: 5, Oct. 2014. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/document/6927365/?tp=&arnumber=6927365>>. Acesso em: 08 jan. 2017. DOI: 10.1109/TDEI.2014.003859.

ATTRI, R. et al. Analysis of barriers of total productive maintenance (TPM).

**International Journal of System Assurance Engineering and Management**. Vol. 4, issue 4, Oct-Dec 2013. Disponível em:

<[https://www.researchgate.net/publication/257798580\\_Analysis\\_of\\_barriers\\_of\\_total\\_productive\\_maintenance\\_TPM](https://www.researchgate.net/publication/257798580_Analysis_of_barriers_of_total_productive_maintenance_TPM)>. Acesso em: 15 jan. 2017. DOI: 10.1007/s13198-012-0122-9.

AWADALLAH, S. K. E.; MILANOVIĆ, J. V.; JARMAN, P. N. Reliability based framework for cost-effective replacement of power transmission equipment. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 29, issue: 5, Mar. 2014. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/document/6767145/>>. Acesso em: 08 jan. 2017. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2309337.

BAKAR, N. A.; ABU-SIADA, A. Fuzzy logic approach for transformer remnant life prediction and asset management decision. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, vol. 23, issue: 5, Nov. 2016. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/document/7736886/>>. Acesso em: 08 jan. 2017. DOI: 10.1109/TDEI.2016.7736886.

BRASIL. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 30 de jul. de 2004a.

BRASIL. Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 13 de fev. de 1995a.

BRASIL. Lei n. 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 07 de jul. de 1995b.

BRASIL. Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 26 de dez. de 1996.



BRASIL. Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 27 de mai. de 1998.

BRASIL. Lei n. 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 15 de mar. de 2004b.

BRASIL. Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 15 de mar. de 2004c.

CAMPELO, F. et al. Multicriteria transformer asset management with maintenance and planning perspectives. **IET Generation, Transmission & Distribution**, vol.10, ISS. 9. 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7491548/>>. Acesso em: 25 jan. 2017. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.1112.

CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica. **A CEEE Geração e Transmissão**. 2017. Disponível em: <http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=12457>>. Acesso em 20 jan. 2017.

CERÓN, A. F. et al. Panorama de La Gestión de Activos para Transformadores de Potencia. **Información Tecnológica**. Vol. 26, n. 3, jun. 2015. Disponível em: <[http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642015000300014](http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642015000300014)>. Acesso em: 18 jan. 2017. DOI: 10.4067/S0718-07642015000300014.

CUI, Y. et al. Moisture-Dependent Thermal Modelling of Power Transformer. **IEEE Transactions on Power Delivery**. Vol. 31, n. 5, joct. 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7470291/>>. Acesso em: 18 jan. 2017. DOI: 10.1109/TPWRD.2016.2569123.

DRESCH, A.; LACERDA, D. P.; ANTUNES, J. A. V. Jr. **Design Science Research: Método de Pesquisa para Avanço da Ciência e Tecnologia**. Porto Alegre: Bookman, 2015. 181 p.

ELLET, W. **Manual de Estudo de Caso: Como ler, discutir e escrever casos de forma persuasiva**. Porto Alegre: Bookman, 2008. 270p.

ENERGY. **Large Power Transformers and the U.S. Electric Grid: Infrastructure Security and Energy Restoration Office of Electricity Delivery and Energy Reliability U.S. Department of Energy**. Department of Energy. Apr. 2014. Disponível em:

<<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/04/f15/LPTStudyUpdate-040914.pdf>>. Acesso em: 08 jan. 2017.

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

GORGAN, B. et al. Calculation of Power Transformers Health Indexes. **Annals of the University of Craiova**, nº 34, 2010. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/228582140\\_Calculation\\_of\\_power\\_transformers\\_health\\_indexes](https://www.researchgate.net/publication/228582140_Calculation_of_power_transformers_health_indexes)>. Acesso em: 12 jan. 2017.

HOPPE, F. J.; THOMPSON, R. S. Design, Installation, and Field Experience with a Real-Time Portable Transformer Monitoring System. **Proceedings IEEE 1996 T & D Conference**. Sep. 1996. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=545913>>. Acesso em: 12 mar. 2017.

IEEE. **C57.91**: IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. IEEE Standards Association. Mar. 2012.

JAHROMI, A. N. et al. An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, vol. 25, n.2, mar./abr. 2009. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4802595/>>. Acesso em: 25 jan. 2017. DOI: 10.1109/MEI.2009.4802595.

KWEON, D. et al. Hot Spot Temperature for 154 kV Transformer Filled with Mineral Oil and Natural Ester Fluid. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**. Vol. 19, n. 3, Jun. 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6215107/>>. Acesso em: 08abr. 2017.

LAKATOS, E. M.; MARCONI, M. A. **Metodologia Científica**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2017.

LIU, Y. et al. Economic life model of power transformer and its application. **DianwangJishu/Power System Technology**. Vol. 36, n. 10, Oct. 2012. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84868669798&partnerID=40&md5=ab278a820a6defae57721fdf954750fe>>. Acesso em: 12 jan. 2017.

MARTINS, M. A. G. Gestão da vida útil dos transformadores. **Ciência & Tecnologia dos Materiais**. Vol. 21, n.º 3/4, Lisboa, jul. 2009. Disponível em: <[http://www.scielo.mec.pt/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0870-83122009000200002](http://www.scielo.mec.pt/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0870-83122009000200002)>. Acesso em: 12 jan. 2017. ISSN 0870-8312.

NADERIAN, A. et al. An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers. **Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation**, Jun. 2008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4570308/>>. Acesso em: 05 jan. 2017. DOI: 10.1109/ELINSL.2008.4570308.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sistema Interligado Nacional**. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em 22 jan. 2018.

PESSANHA, J. F. M. et al. Avaliação dos custos operacionais eficientes das empresas de transmissão do setor elétrico Brasileiro: uma proposta de adaptação do modelo DEA adotado pela ANEEL. **Pesquisa Operacional**, Rio de Janeiro, v.30, n.3, set./dez. 2010. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/pope/v30n3/v30n3a02.pdf>>. Acesso em: 25 jan. 2017.

RAINERI, R. Asset life and pricing the use of electricity transmission infrastructure in Chile. **Energy Policy**. Vol. 38, n. 1, Jan. 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421509006363>>. Acesso em: 12 jan. 2017. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.08.067.

ROMERO, A. A.; MOMBELLO, E. E.; RATTÁ, G. An Overview on Power Transformer Management: Individual Assets and Fleets. **Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES**. Sep. 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6319081/>>. Acesso em: 14 jan. 2017. DOI: 10.1109/TDC-LA.2012.6319081.

SCHIJNDEL, A. V.; WOUTERS, P. A. A. F.; WETZER, J. M. Modeling of Replacement Alternatives for Power Transformer Populations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 27, n.2, Jan. 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6144037/>>. Acesso em: 25 jan. 2017. DOI: 10.1109/TPWRD.2011.2181541.

SILVA, J. R. **Modelagem para monitoramento térmico de transformadores em operação e avaliação do envelhecimento em função do perfil de carregamento**. 2005. 122p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

SUSA, D.; LEHTONEN, M.; NORDMAN, H. Dynamic thermal modeling of distribution transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 20, n.3, Jul. 2005. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1458862/>>. Acesso em: 25 jan. 2017. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.848675.

SUSA, D.; LEHTONEN, M. Dynamic thermal modeling of Power transformers: further Development-part I. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 21, n.4, Oct. 2006a. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1705556/>>. Acesso em: 25 jan. 2017. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.864069.

SUSA, D.; LEHTONEN, M. Dynamic thermal modeling of Power transformers: further Development-part II. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 21, n.4, Oct. 2006b. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1705557/>>. Acesso em: 25 jan. 2017. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.864068.

TAVARES, A. D.; GOMES, C. F. S. ISO 55000: A Evolução da Gestão de Ativos. **Business and Management Review**. v. 4, n. 8, Mar. 2015. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/274698990>>. Acesso em: 20 jan. 2017. ISSN: 2047 – 0398.

TOMAZZIA, E. C. **Competição nos leilões de concessão do serviço de transmissão de energia elétrica no Brasil – uma investigação sobre o impacto**

**da formação de *joint ventures*.** 2014. 183 p. Tese (Doutorado em Desenvolvimento Econômico) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, 2014.

VELASQUEZ-CONTRERAS, J. L.; SANZ-BOBI, M. A.; GALCERAN ARELLANO, S. General asset management model in the context of an electric utility: Application to power transformers. **Electric Power Systems Research**. Vol. 81, n. 11, Nov. 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779611001441>>. Acesso em: 12 jan. 2017. DOI: 10.1016/j.epsr.2011.06.007.

VERMEER, M. et al. Asset Management Decision Support Modelling, using a Health Index, for Maintenance and Replacement Planning. Proceedings. **The 9th GCC –CIGRÉ International Conference**. 2013.

WANG, J. et al. Economic life assessment of power transformers using an improved model. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, vol. 1, issue: 3, Oct. 2015. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7281130/>>. Acesso em: 08 jan. 2017. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2015.00037.

ZAMBON, R. C. A operação dos reservatórios e o planejamento da operação hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional. **Revista USP**, São Paulo, n.104, jan./mar. 2015. Disponível em: <<http://www.revistas.usp.br/revusp/article/view/106762/105400>>. Acesso em: 25 jan. 2017.

## ANEXO A – Quadro dos Fatores KO, KP e Padrões de Desligamento

### ANEXO À RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 729 DE 28 DE JUNHO DE 2016.

#### 1. Padrão de Duração de Desligamentos, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores Ko e Kp

FT	Familia de FT	Padrão de Duração de Desligamentos		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko	Fator Kp	
		Programados (hora/ano)	Outros (hora/ano)				
LT	≤ 5km(*)	26	0,5	1	150	10	
	>5km e ≤50Km(*)	26	1	1			
	>50km - 230kV	21	1,5	3			
	345kV	21	1,5	2			
	440kV	38	1,5	2			
	500kV	38	2	2			
	750kV	38	2,3	3			
	Cabo Isolado(*)	54	0,5	não possui			50
TR	≤345kV	21	1	1	150	10	
	>345kV	27	1	1			
CR	REA	≤345kV	58	2	1	150	10
		>345kV	26	1,5	1		
	CRE	(*)	73	19,17	3	150	7,5
	CSI	(*)	333	17	3	50	2,5
	BC	(*)	46	3	3	100	5,0
	CSE	(*)	20	5,6	3	150	7,5

(\*) Qualquer nível de tensão.

#### LEGENDA:

LT- Linha de Transmissão

TR- Transformação

CR- Controle de Reativo

REA- Reator

CRE- Compensador Estático

CSI- Compensador Síncrono

BC- Banco de Capacitor

CSE- Compensação Série

Kp- Fator multiplicador para Desligamento Programado

Ko- Fator multiplicador para Outros Desligamentos