

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

**Dion Lenon Prediger Feil**

**SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM  
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA: UMA ESTRATÉGIA GLOBAL**

**Santa Maria, RS, Brasil, 2019.**



**Dion Lenon Prediger Feil**

**SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM SUBESTAÇÕES  
DE ENERGIA: UMA ESTRATÉGIA GLOBAL**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof<sup>o</sup>. Dr. Tiago Bandeira Marchesan  
Coorientador: Prof<sup>o</sup>. Dr. Mauricio Sperandio

**Santa Maria, RS, Brasil  
2019**

Feil, Dion Lenon Prediger  
Substituição de Transformadores de Potência em  
Subestações de Energia: Uma Estratégia Global / Dion  
Lenon Prediger Feil.- 2019.  
156 p.; 30 cm

Orientador: Tiago Bandeira Marchesan  
Coorientador: Mauricio Sperandio  
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2019

1. Fator de Envelhecimento Equivalente 2. Fator de  
Impacto no Sistema 3. Fator de Risco de Falha 4.  
Subestações 5. Transformadores de Potência I. Bandeira  
Marchesan, Tiago II. Sperandio, Mauricio III. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

---

© 2019

Todos os direitos autorais reservados a Dion Lenon Prediger Feil. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor.

Endereço: Rua Andrade Neves, Nº 1541, Bairro Centro, Cachoeira do Sul, RS, Brasil, CEP: 96508-044

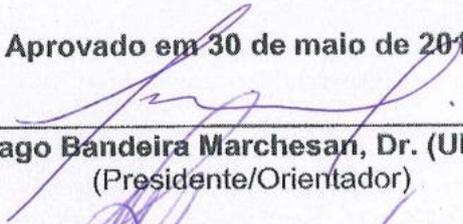
Fone: (55) 991520940; e-mail: dionlenonpf@gmail.com.

**Dion Lenon Prediger Feil**

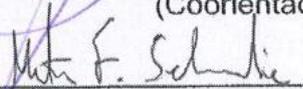
**SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM SUBESTAÇÕES  
DE ENERGIA: UMA ESTRATÉGIA GLOBAL**

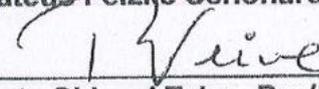
Tese apresentada ao Curso de Doutorado  
do Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, da Universidade  
Federal de Santa Maria (UFSM, RS),  
como requisito parcial para obtenção de  
grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

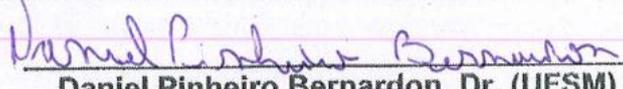
**Aprovado em 30 de maio de 2019:**

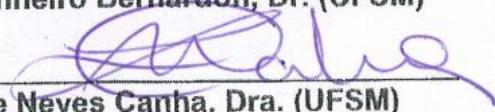
  
\_\_\_\_\_  
**Tiago Bandeira Marchesan, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

  
\_\_\_\_\_  
**Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)**  
(Coorientador)

  
\_\_\_\_\_  
**Mateus Felzke Schonardie, Dr. (UNIJUI)**

  
\_\_\_\_\_  
**Raimundo Celeste Ghizoni Teive, Dr. (UNIVALI) - Videoconferência**

  
\_\_\_\_\_  
**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)**

  
\_\_\_\_\_  
**Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM)**

Santa Maria, RS  
2019



À minha família.



## **AGRADECIMENTOS**

A realização desse trabalho foi concretizada com o auxílio, compreensão e dedicação de diversas pessoas. De uma forma especial agradeço:

Primeiramente, aos meus pais Elizete e Lauro, por me proporcionarem condições e sempre me incentivarem ir à busca do conhecimento. Obrigado por acreditarem em meu potencial, por me apoiarem em minhas decisões e por serem meus pilares e meus exemplos de tudo.

Aos meus sobrinhos Gabriel e Pietro, por serem minhas fontes de força e meus motivos a sempre seguir em frente.

Aos meus irmãos e minha cunhada, agradeço pelo apoio e incentivo.

Aos grandes e velhos amigos do coração Crici e Alam, agradeço por estarem ao meu lado nos momentos mais turbulentos, que mais precisei de apoio. Palavras jamais poderão agradecer tudo o que vocês fizeram por mim. Obrigado pelo carinho, atenção, amizade e pela irmandade.

Aos grandes amigos Laura Lisiane Callai dos Santos e Nelson Knak Neto, agradeço pela amizade, pelas trocas de conhecimento, pelo apoio e incentivo, por serem responsáveis pelas minhas mudanças pessoais, pelas brigas constantes e pelas risadas diárias.

Ao meu grande amigo do peito Jonathan Behrens, pela amizade verdadeira e sem julgamentos. Obrigado por não ter me “abandonado” no momento de grandes mudanças em minha vida. Sou muito grato pela sua amizade.

Ao professor Tiago Bandeira Marchesan, agradeço pela confiança em mim depositada, pelo incentivo durante esses anos, pelas trocas de conhecimentos, pela amizade, por ter me amparado em uma fase de grande turbulência e por ser um exemplo de compaixão e empatia.

Ao professor Mauricio Sperandio, pela colaboração fundamental durante o desenvolvimento da tese.

Aos colegas e amigos do GEDRE, pela amizade, companheirismo, trocas de conhecimentos e por ser uma “família”. Agradeço em especial aos amigos: Antônio Kaminski, Felipe Loose, Jean Santis, Marcelo Cossetin, Leandro Kehler, Leonardo Medeiros, Paulo Cesar Luz, Renan Duarte, Thais Bolzan, Veridiane Rosa.



À Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, pela infraestrutura oferecida para o desenvolvimento deste trabalho.

À Luciana e ao André, por desenvolverem um trabalho sério e responsável, mas acima de tudo, por tornarem o PPGEE mais humano.

Por fim, agradeço a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização desse trabalho.



## RESUMO

### **SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM SUBESTAÇÕES DE ENERGIA: UMA ESTRATÉGIA GLOBAL**

AUTOR: Dion Lenon Prediger Feil

ORIENTADOR: Tiago Bandeira Marchesan, Dr. Eng.

COORIENTADOR: Mauricio Sperandio, Dr. Eng.

O conhecimento das condições de operação dos transformadores de potência em subestações é de grande relevância para o setor elétrico, a fim de melhorar sua confiabilidade. Do ponto de vista das concessionárias, é preciso promover um melhor planejamento de investimentos, auxiliando na tomada de decisão de substituição e manutenção desses equipamentos. Diante disso, este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma nova metodologia global, através de uma análise multicritério, para verificar as condições de operação e a importância dos transformadores de potência atualmente instalados nas subestações de alta tensão. Esta metodologia considera concomitantemente, no processo de priorização de substituição de unidades transformadoras, as características de vida útil (fator de risco de falha) e importância sistemática (fator de impacto) desses equipamentos para o sistema. Para alcançar este objetivo, uma análise da importância estrutural de cada unidade transformadora para o sistema em que opera é realizada através de índices de confiabilidade composta (nível hierárquico NH2 – geração/transmissão). Adicionalmente, uma nova metodologia de cálculo do *Health Index* para transformadores de potência, praticável a diferentes realidades de concessionárias de energia brasileiras, é utilizada neste trabalho. Além disso, é realizada uma análise do envelhecimento adicional a que está sendo submetido o transformador, com base nas condições de operação destes equipamentos, tais como, curva de carregamento, temperatura ambiente e características físicas da unidade transformadora. Por fim, o ranqueamento da necessidade de substituição dos transformadores de potência é realizado com o auxílio do método multicritério *Analytic Hierarchy Process*. Para avaliar o desempenho da metodologia, foram ranqueados transformadores de potência através da metodologia multicriterial proposta e apenas por meio da metodologia de cálculo do *Health Index* utilizada neste trabalho. Os resultados demonstram a importância de se considerar não somente o risco de falha do equipamento, mas também a relevância sistêmica da unidade transformadora no sistema em que opera, no processo de priorização de substituição de transformadores de potência em subestações de energia.

Palavras chave: Fator de Envelhecimento Equivalente. Fator de Impacto no Sistema. Fator de Risco de Falha. Subestações. Transformadores de Potência.



## **ABSTRACT**

### **METHODOLOGY FOR REPLACING POWER TRANSFORMERS IN ENERGY SUBSTATION: A GLOBAL VIEW**

**AUTHOR:** Dion Lenon Prediger Feil  
**ADVISOR:** Tiago Bandeira Marchesan, Dr. Eng.  
**CO ADVISOR:** Mauricio Sperandio, Dr. Eng.

The knowledge of the operating conditions of power transformers in substations is of great relevance to the power system in order to improve their reliability. From the point of view of the concessionaires, it is necessary to promote better investment planning, helping in decision-making to replace and maintain these equipments. Therefore, this work has the objective of developing a new global methodology, through a multicriteria analysis, to verify the operating conditions and the importance of the power transformers currently installed in the high voltage substations. This methodology concomitantly considers the characteristics of life cycle (failure risk factor) and systematic importance (impact factor) of these equipments for the system in the process of prioritizing the replacement of transforming units. To achieve this objective, an analysis of the structural importance of each transforming unit for the system in which it operates is performed through composite reliability indexes (hierarchical level NH2 - generation / transmission). Additionally, a new methodology for calculating the Health Index for power transformers, practicable to different realities of Brazilian energy concessionaires, is used in this work. In addition, an analysis of the additional aging to which the transformer is being subjected is performed, based on the operating conditions of these equipments, such as loading curve, ambient temperature and physical characteristics of the transforming unit. Finally, the classification of the need for power transformers replacement is carried out with the aid of the multicriteria Analytic Hierarchy Process. In order to evaluate the performance of the methodology, power transformers were ranked through the proposed multicriteria methodology and only through the calculation methodology of the Health Index used in this work. The results demonstrate the importance of considering not only the risk of equipment failure, but also the systemic relevance of the transforming unit in the system in which it operates, in the process of prioritizing the replacement of power transformers in power substations.

**Key-words:** Equivalent Aging Factor. Impact System Factor. Failure Risk Factor. Substations. Power Transformers.



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Sistemas e número de componentes por sistema.....	38
Tabela 1.2 – Quantidade de modos de falha por sistema. ....	38
Tabela 2.1 - Escala numérica fundamental para utilização do método AHP.....	58
Tabela 2.2 - Índice aleatório de consistência. ....	59
Tabela 4.1 – Índices de confiabilidade composta das unidades transformadoras analisadas. ....	79
Tabela 4.2 – Importância estrutural das unidades transformadoras analisadas.....	80
Tabela 4.3 – Dados para contextualização do fator de envelhecimento equivalente. ....	83
Tabela 4.4 – Fator de aceleração de envelhecimento.....	84
Tabela 4.5 – Fatores de condição. ....	86
Tabela 4.6 – Health Index das unidades transformadoras analisadas. ....	86
Tabela 4.7 – Matriz de comparações. ....	89
Tabela 4.8 – Autovalor, índice aleatório de consistência e índice de consistência. ..	89
Tabela 4.9 – Agrupamento por faixa de tempo de operação. ....	90
Tabela 4.10 – Dados para exemplificação do ranqueamento. ....	92
Tabela 4.11 – Peso das variáveis. ....	93
Tabela 4.12 – Ranking e classificação dos transformadores. ....	93
Tabela 5.1 – Características dos transformadores.....	95
Tabela 5.2 – Importância estrutural dos índices NH2 – faixa 1. ....	98
Tabela 5.3 – Importância estrutural dos índices NH2 – faixa 2. ....	99
Tabela 5.4 – Importância estrutural dos índices NH2 – faixa 3. ....	100
Tabela 5.5 – <i>Health Index</i> dos transformadores – faixa 1. ....	102
Tabela 5.6 – <i>Health Index</i> dos transformadores – faixa 2. ....	103
Tabela 5.7 – <i>Health Index</i> dos transformadores – faixa 3. ....	103
Tabela 5.8 – Fator de envelhecimento equivalente dos transformadores – faixa 1.....	107
Tabela 5.9 – Fator de envelhecimento equivalente dos transformadores – faixa 2.....	108
Tabela 5.10 – Fator de envelhecimento equivalente dos transformadores – faixa 3. ....	109



Tabela 5.11 – Carregamento e temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos. .....	110
Tabela 5.12 – Temperatura ambiente e temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos.....	111
Tabela 5.13 – Pesos das variáveis.....	113
Tabela 5.14 – Ranqueamento comparativo das unidades transformadoras – faixa 1. .....	114
Tabela 5.15 – Ranqueamento comparativo das unidades transformadoras – faixa 2. .....	116
Tabela 5.16 – Ranqueamento comparativo das unidades transformadoras – faixa 3. .....	117
Tabela A.1 – Escala e pesos para cálculo do FCGD. ....	142
Tabela A.2 – Escala e pesos para cálculo do FTGD.....	143
Tabela A.3 – Escala e pesos para cálculo do FF&Q. ....	144
Tabela A.4 – Escala e pesos para cálculo do FCDC.....	146
Tabela A.5 – Escala e pesos para cálculo do FBUC.....	146
Tabela A.6 – Critério de prioridade de manutenção .....	147
Tabela A.7 – Impactos dos defeitos de manutenção .....	148
Tabela A.8 – Número de defeitos para histórico . ....	148
Tabela A.9 – Escala e pesos para cálculo do FDEG .....	149
Tabela A.10 – Pesos para cálculo do HI. ....	149
Tabela A.11 – Calificação da condição geral do transformador .....	150
Tabela B.1 – Matriz de comparação especialista 1 .....	151
Tabela B.2 – Matriz de comparação especialista 2 .....	151
Tabela C.1 – Índices para cálculo do ranking – faixa 1 .....	153
Tabela C.2 – Índices para cálculo do ranking – faixa 2 .....	154
Tabela C.3 – Índices para cálculo do ranking – faixa 3 .....	155



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Exemplo de hierarquia de critérios. ....	57
Figura 3.1 – Fator de aceleração de envelhecimento. ....	67
Figura 3.2 – Níveis hierárquicos para estudos de confiabilidade. ....	69
Figura 4.1 – Arquitetura da metodologia proposta. ....	74
Figura 4.2 – Estrutura detalhada da metodologia proposta. ....	77
Figura 4.3 – Estrutura do modelo térmico e envelhecimento equivalente. ....	81
Figura 4.4 – Estrutura para determinação do envelhecimento equivalente. ....	82
Figura 4.5 – Distribuição do Health Index em função do tempo de operação. ....	87
Figura 4.6 – Condição geral dos transformadores. ....	87
Figura 4.7 – Arquitetura para ranqueamento dos transformadores. ....	91
Figura 5.1 – Sistema elétrico para estudo de caso. ....	96
Figura 5.2 – Distribuição dos transformadores por tempo de operação. ....	97
Figura 5.3 – Distribuição do <i>Health Index</i> dos transformadores. ....	104
Figura 5.4 – Condição geral dos transformadores. ....	104
Figura 5.5 – Distribuição da condição geral dos transformadores. ....	105
Figura 5.6 – Curvas de carga típicas do Rio Grande do Sul. ....	106
Figura 5.7 – Curvas de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos. ....	107
Figura 5.8 – Distribuição do fator de envelhecimento equivalente dos transformadores. ....	109
Figura 5.9 – Ranqueamento dos transformadores – faixa 1. ....	118
Figura 5.10 – Ranqueamento dos transformadores – faixa 2. ....	118
Figura 5.11 – Ranqueamento dos transformadores – faixa 3. ....	119
Figura 5.12 – Distribuição do ranqueamento em função do FEQA. ....	120
Figura 5.13 – Distribuição do ranqueamento em função do <i>Health Index</i> . ....	120
Figura 5.14 – Ranqueamento comparativo dos transformadores – faixa 1. ....	121
Figura 5.15 – Ranqueamento comparativo dos transformadores – faixa 2. ....	122
Figura 5.16 – Ranqueamento comparativo dos transformadores – faixa 3. ....	122
Figura A.1 – Sequência da metodologia proposta. ....	139
Figura A.2 – Estrutura do modelo de <i>Health Index</i> – metodologia proposta. ....	140



## LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas  
AHP – *Analytic Hierarchy Process*  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
ANP – *Analytic Network Process*  
CAIDI – *Customer Average Interruption Duration Index*  
CEEE-GT – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica  
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
EENS – *Expected Energy Not Supplied*  
ELECTRE – *Elimination Et Choice Traduisant la Réalité*  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
EPNS – *Expected Power Not Supplied*  
FAA – Fator de Aceleração de Envelhecimento  
FAGD – Fator de Análise de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante  
FBUC – Fator de Condição da Bucha  
FCDC – Fator de Condição do Comutador de Derivação  
FCGD – Fator de Concentração de Gás Dissolvido  
FDEG – Fator de Degradação do Transformador  
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
FEQA – Fator de Envelhecimento Equivalente  
FFMAN – Fator de Frequência de Manutenção  
FF&Q – Fator de Ensaio Físico-Químico do Óleo Mineral Isolante  
FIMAN é o Fator de Impacto da Manutenção  
FMAN – Fator de Manutenção dos Acessórios  
FTGD – Fator de Tendência de Gás Dissolvido  
HI – *Health Index*  
IEC – *International Electrotechnical Commission*  
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*  
IS – Índice de Severidade  
LOLD – *Loss of Load Duration*  
LOLE – *Loss of Load Expectation*  
LOLF – *Loss of Load Frequency*  
LOLP – *Loss of Load Probability*  
MACBETH – *Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique*  
MME – Ministério de Minas e Energia



NH1 – Nível Hierárquico 1

NH2 – Nível Hierárquico 2

NH3 – Nível Hierárquico 3

NM – Número de Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PROMETHEE – *Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations*

pu – Por unidade

SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*

SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*

SIN – *Sistema Interligado Nacional*

SMART – *Simple Multi Attribute Rating Technique*



## LISTA DE VARIÁVEIS

$\Delta\theta_{BO}$  - Aumento de temperatura do fundo do óleo sobre a ambiente

$\Delta\theta_{H/WO}$  - Aumento de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o óleo próximo ao ponto mais quente

$\Delta\theta_{WO/BO}$  - Aumento de temperatura do óleo no ponto mais quente do enrolamento sobre o fundo do óleo

$\Delta EENS$  - Importância estrutural do índice EENS

$\Delta_{IS}$  - Importância estrutural do Índice de Severidade

$\Delta_{LOLD}$  - Importância estrutural do índice LOLD

$\Delta_{LOLF}$  - Importância estrutural do índice LOLF

$\theta_A$  - Temperatura média ambiente durante o ciclo de carga

$\theta_H$  - Temperatura do ponto mais quente dos enrolamento

$\lambda_{\max}$  - Autovalor dos critérios analisados

$a_{ij}$  - Grau de importância do critério  $i$  sobre o critério  $j$

$C_j$  - Corte de carga do sistema

$C_1, C_2, C_n$  - Indicam o número de critérios de avaliação

$D_i$  - Duração do estado  $i$  do sistema

$EENS$  - Valor esperado de energia não suprida

$EENS_{100\%}$  - Valor do índice sem a probabilidade do equipamento falhar

$EENS_{off}$  - Valor do índice com a unidade transformadora sob condição de indisponibilidade operativa

$EPNS$  - Valor médio de potência não suprida

$F_{AA}$  - Fator de aceleração de envelhecimento

$F_{AA_n}$  - Fator de aceleração do envelhecimento para a temperatura em que se encontra o enrolamento em cada intervalo de tempo

FAGD - Fator de Análise de Gases Dissolvidos

$Fator_i$  - Valor de cada fator de condição

FBUC - Fator de Bucha

FCDC - Fator de Condição do Computador

FCGD - Fator de Concentração de Gás Dissolvido

FDEG - Fator de Degradação do Isolante Sólido

$F_{EQA}$  - Fator de envelhecimento equivalente para o período de tempo total



FFMAN - Fator de Frequência de Manutenção

FF&Q - Fator Físico-Químico

$F_i$  - Frequência de saída do estado  $i$  do sistema

FIMAN - Fator de Impacto da Manutenção

FMAN - Fator de Manutenção

FTGD - Fator de Tendência de Gás Dissolvido

*HI* - *Health Index*

*IC* - Índice de consistência

*IS* - Índice de severidade

*IR* - Índice aleatório de consistência

$IS_{100\%}$  - Valor do índice sem a probabilidade do equipamento falhar

$IS_{off}$  - Valor do índice com a unidade transformadora sob condição de indisponibilidade operativa

$K_i$  - Somatório da coluna da matriz de comparação

*LOLD* - Duração média de perda de carga

$LOLD_{100\%}$  - Valor do índice sem a probabilidade do equipamento falhar

$LOLD_{off}$  - Valor do índice com a unidade transformadora sob condição de indisponibilidade operativa

*LOLE* - Número esperado de horas de déficit de potência

*LOLF* - Frequência de perda de carga

$LOLF_{100\%}$  - Valor do índice sem a probabilidade do equipamento falhar

$LOLF_{off}$  - Valor do índice com a unidade transformadora sob condição de indisponibilidade operativa

*LOLP* - Probabilidade de perda de carga

*M* - Matriz de comparação dos critérios

$p_i$  - Probabilidade do estado  $i$  do sistema

*Ranking* - Índice calculado para cada transformador utilizado para o ranqueamento para priorização da substituição

*RC* - Razão de consistência e expressa a aceitação do julgamento do decisor

$Vida_{pu}$  - Deterioração da isolamento em função do tempo e da temperatura

$W_{\Delta EENS}$  - Peso do  $\Delta EENS$

$W_{\Delta IS}$  - Peso do  $\Delta IS$

$W_{\Delta LOLD}$  - Peso do  $\Delta LOLD$

$W_{\Delta LOLF}$  - Peso do  $\Delta LOLF$



$W_{FEQA}$  - Peso do envelhecimento equivalente

$W_{HI}$  - Peso do Health Index

$W_i$  - Peso do critério  $i$



## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	37
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO .....	37
1.2	MOTIVAÇÕES E JUSTIFICATIVA.....	39
1.3	OBJETIVOS .....	41
1.3.1	Objetivo geral .....	41
1.3.2	Objetivos específicos.....	41
1.4	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	42
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	42
1.6	PREMISSAS DO TRABALHO .....	43
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	45
2.1	MODELO TÉRMICO E ENVELHECIMENTO EQUIVALENTE .....	45
2.2	METODOLOGIAS PARA MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	47
2.2.1	<i>Health Index</i> .....	48
2.2.2	Diferentes Abordagens.....	51
2.3	MÉTODOS DE PRIORIZAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA .....	54
2.3.1	Método SMART .....	55
2.3.2	Método ELECTRE .....	55
2.3.3	Método PROMETHEE .....	56
2.3.4	Método AHP .....	57
2.3.5	Método ANP .....	60
2.3.6	Método MACBETH .....	61
2.4	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	62
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	63
3.1	MODELO TÉRMICO E ENVELHECIMENTO EQUIVALENTE: NORMATIVAS ..	63
3.2	CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	67
3.2.1	Níveis Hierárquicos .....	68
3.2.2	Índices de Confiabilidade Composta (NH2).....	69
3.3	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	72
4	METODOLOGIA PROPOSTA .....	73
4.1	ARQUITETURA DA METODOLOGIA PROPOSTA .....	73
4.2	IMPACTOS DA INTERRUPÇÃO DE OPERAÇÃO.....	77
4.2.1	Exemplo de Aplicação .....	79
4.3	MODELO TÉRMICO E ENVELHECIMENTO EQUIVALENTE .....	80
4.3.1	Exemplo de Aplicação .....	82
4.4	<i>HEALTH INDEX</i> .....	85
4.4.1	Exemplo de Aplicação .....	85
4.5	MÉTODO MULTICRITÉRIO PARA AUXÍLIO À TOMADA DE DECISÃO .....	88
4.5.1	Exemplo de Aplicação – Método AHP .....	88
4.6	CLUSTERIZAÇÃO.....	90
4.7	RANQUEAMENTO DOS TRANSFORMADORES .....	90
4.7.1	Exemplo de Aplicação – Ranqueamento dos Transformadores.....	92
4.8	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	94
5	ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DE RESULTADOS .....	95
5.1	IMPORTÂNCIA ESTRUTURAL DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE COMPOSTA.....	97



5.2	<i>HEALTH INDEX</i> .....	101
5.3	MODELO TÉRMICO E ENVELHECIMENTO EQUIVALENTE .....	105
5.3.1	Influência do Carregamento e da Temperatura Ambiente no Envelhecimento Equivalente .....	110
5.4	MÉTODO MULTICRITÉRIO AHP .....	113
5.5	RANQUEAMENTO DOS TRANSFORMADORES .....	114
5.6	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	123
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	125
6.1	CONCLUSÕES .....	125
6.2	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES.....	126
6.3	OPORTUNIDADES DE TRABALHOS FUTUROS .....	127
6.4	PRODUÇÃO CIENTÍFICA .....	127
6.4.1	Trabalhos publicados em anais de eventos (completo).....	127
6.4.2	Artigos completos publicados em periódicos.....	128
6.4.3	Artigos submetidos em periódico (aguardando resposta) .....	128
6.4.4	Registros de <i>Software</i> .....	128
	REFERÊNCIAS.....	131
A.1	METODOLOGIA DE <i>HEALTH INDEX</i> .....	139
A.1.1.	Fator de Análise de Gases Dissolvidos (FAGD).....	141
A.1.2.	Fator Físico-Químico (FF&Q) .....	143
A.1.3.	Fator de Condição do Computador (FCDC) .....	145
A.1.4.	Fator de Bucha (FBUC).....	146
A.1.5.	Fator de Manutenção (FMAN) .....	147
A.1.6.	Fator de Degradação do Isolante Sólido (FDEG) .....	148
A.1.7.	Cálculo do <i>Health Index</i> .....	149
B.1	MATRIZ DE COMPARAÇÃO – MÉTODO AHP .....	151
C.1	ÍNDICES PARA A PRIORIZAÇÃO DA SUBSTITUIÇÃO .....	153



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O transformador de potência é um equipamento essencial em subestações de energia elétrica, uma vez que possui a função de adequar os diferentes níveis de tensão para a transferência de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Com a finalidade de utilizar em sua integridade e postergar investimentos, quando possível, os responsáveis por transformadores de potência estão buscando continuamente formas seguras de estender a vida útil desses equipamentos. Em contrapartida, o risco de falha de unidades transformadoras aumenta próximo do fim de vida útil. Podendo causar grandes prejuízos técnicos e financeiros, as falhas em transformadores de potência estão, geralmente, associadas a consequências graves. Dessa forma, deve-se identificar os ativos com alta probabilidade de falha e agir antes que estas ocorram. Nesses casos, medidas apropriadas incluem reforma e até mesmo a substituição desses equipamentos.

Para garantir uma operação segura e eficiente economicamente, os gestores de transformadores de potência devem direcionar os recursos para onde estes sejam realmente necessários. Este processo é uma tarefa abrangente, uma vez que exige conhecimento profundo sobre transformador de potência, bem como uma visão geral de todo o parque de equipamentos em operação.

Durante o tempo de vida operacional de um transformador de potência podem surgir diferentes mecanismos de degradação e modos de falha. O termo “modo de falha” pode ser definido como uma anormalidade presente e detectável dentro ou fora da unidade transformadora. O processo de redução da qualidade ou capacidade de um determinado sistema do transformador, ao longo do tempo, é definido como mecanismo de envelhecimento. O mecanismo de envelhecimento nem sempre está presente ou é detectável no início, mas diante de determinadas condições, pode resultar em um modo de falha.

Os mecanismos de envelhecimento e modos de falha são relacionados a sistemas do transformador. Estes são conjuntos de componentes que apresentam alguma relação de funcionalidade com as funções características da unidade transformadora (CIGRE, 2007).

Os sistemas típicos da maioria dos transformadores de potência imersos em líquido isolante são listados na Tabela 1.1. O número de componentes identificados em cada um dos oito sistemas também é apresentado na Tabela 1.1 (CIGRE, 2007).

Tabela 1.1 – Sistemas e número de componentes por sistema.

<b>Sistema</b>	<b>Componentes</b>
Sistema de Comutação	70
Sistema de Proteção	22
Sistema de Conexão	34
Sistema de Resfriamento	23
Sistema Estrutural	23
Sistema de Preservação do Óleo	29
Sistema Ativo	29
Sistema de Controle, Supervisão e Monitoramento	45

Fonte: Cigre (2007).

Os modos de falhas e mecanismos de envelhecimento representam eventos de anormalidade em componentes dos sistemas que compõem o transformador. Esses eventos podem representar o dano completo do componente, ou a degradação parcial de uma determinada característica importante. Na Tabela 1.2 é apresentado o número de modos de falhas identificados em cada um dos sistemas típicos de uma unidade transformadora (CIGRE, 2007).

Tabela 1.2 – Quantidade de modos de falha por sistema.

<b>Sistema</b>	<b>Número de Falhas</b>
Sistema de Comutação	342
Sistema de Proteção	135
Sistema de Conexão	123
Sistema de Resfriamento	147
Sistema Estrutural	136
Sistema de Preservação do Óleo	200
Sistema Ativo	122
Sistema de Controle, Supervisão e Monitoramento	231
Total	1436

Fonte: Cigre (2007).

Nota-se, a partir da Tabela 1.2, que os modos de falhas no sistema de comutação preponderam sobre os demais (24%), seguido dos sistemas de controle, supervisão e monitoramento (16%) e sistema de preservação do óleo (14%). Esses resultados evidenciam a complexidade associada a estes sistemas e seus componentes.

## 1.2 MOTIVAÇÕES E JUSTIFICATIVA

No atual panorama de mercado competitivo de energia elétrica, o objetivo principal das concessionárias de energia elétrica é a operação confiável de todos seus ativos com custo mínimo ao longo de sua vida útil (ABU-ELANIEN; SALAMA; IBRAHIM, 2011; PEIMANKAR et al., 2017).

Neste sentido, os transformadores de potência são os equipamentos mais importantes e mais críticos no sistema de transmissão e distribuição, além de serem os ativos com maior custo em uma subestação (ABU-ELANIEN; SALAMA, 2009; ASHKEZARI et al., 2013; JAHROMI et al., 2009; RIGATOS; SIANO, 2016; ZARKOVIC; STOJKOVIC, 2017), correspondendo a aproximadamente 60% do investimento total necessário para a instalação de uma subestação de alta tensão (ASHKEZARI et al., 2013; JAHROMI et al., 2009).

De acordo com a resolução normativa Nº 443/2011 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) (ANEEL, 2011) e sua revisão dada pela resolução Nº 643/2014 (ANEEL, 2014), que estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e dá outras providências, em seu Art. 3º-A estabelece que:

A concessionária de transmissão deverá encaminhar à ANEEL, ao ONS, à Empresa de Pesquisa Energética – EPE e ao MME, até 1º de fevereiro de cada ano, relação dos equipamentos com vida útil remanescente de até quatro anos, incluindo aqueles com vida útil esgotada, considerando-se a vida útil calculada a partir das taxas de depreciação estabelecidas no MCPSE, e dos equipamentos que não têm mais possibilidade de continuar em operação (ANEEL, 2014).

Diante disso, o conhecimento das condições de operação dos transformadores de potência é essencial, a fim de auxiliar na estratégia de manutenção e substituição destes equipamentos, bem como para melhorar a confiabilidade do sistema.

Durante a última década, diferentes métodos de monitoramento e diagnóstico, com base em uma ampla variedade de efeitos físicos, elétricos, mecânicos, térmicos e ópticos, têm sido desenvolvidos para avaliar a condição dos transformadores de potência. Estas metodologias, denominadas de *Health Index* (HI), utilizam testes realizados durante a vida útil do equipamento e permitem a avaliação do estado, fornecem informações sobre o envelhecimento e recomendam medidas para melhorar a confiabilidade do equipamento. Porém, a maioria desconsidera outros fatores importantes a serem considerados na avaliação de substituição de transformadores de potência, como por exemplo, o fator de importância do equipamento para o sistema ao qual está conectado e a análise do envelhecimento equivalente ao qual o transformador está sujeito, a partir das temperaturas internas de operação, obtidas com base nas condições de operação deste equipamento.

Além disso, a indisponibilidade operativa de um transformador pode causar a interrupção imediata do fornecimento de energia elétrica. Essa interrupção de energia elétrica resulta em transtornos, seja no âmbito econômico, quanto de segurança. Diante disso, as concessionárias de energia elétrica necessitam aprimorar continuamente suas técnicas de monitoração, manutenção e substituição de transformadores de potência.

Dessa forma, atualmente, há uma grande dificuldade em se estabelecer critérios confiáveis e precisos no processo de substituição de transformadores de potência, baseados não somente na condição de operação, mas também na importância desses equipamentos para o sistema em que estão operando e na temperatura interna de operação dessas unidades transformadoras, diante carregamentos cíclicos triviais ou carregamentos adicionais. Ademais, as metodologias de HI existentes na literatura, podem ser inexatas se utilizadas como estratégias de substituição de transformadores de potência sem considerar a realidade dos sistemas aos quais estes equipamentos estão inseridos.

Ainda, os métodos existentes na literatura, para elencar a necessidade de substituição ou reforma de transformadores de potência em subestações, não se aplicam às concessionárias brasileiras, uma vez que os parâmetros monitorados por estas são diferentes dos parâmetros monitorados pelos métodos existentes na literatura.

Considerando essas premissas, neste trabalho é proposta uma nova metodologia global baseada em uma análise multivariável, com o objetivo de elencar

a necessidade de substituição de transformadores de potência em subestações, considerando simultaneamente as condições de operação do equipamento e fator de impacto no sistema, a fim de promover um melhor planejamento de investimentos por parte da concessionária.

Ressalta-se que este trabalho não está focado no planejamento de sistemas elétricos de potência, mas sim na avaliação das condições de operação de transformadores de potência e a importância destes equipamentos no sistema elétrico em que opera.

### **1.3 OBJETIVOS**

#### **1.3.1 Objetivo geral**

Como objetivo geral deste trabalho, tem-se o desenvolvimento de uma nova metodologia global multicritério para a priorização da necessidade de substituição de transformadores de potência em subestações de energia, considerando concomitantemente o risco de falha do transformador e fator de impacto do equipamento para o sistema elétrico.

#### **1.3.2 Objetivos específicos**

1– Implementar o critério de importância sistemática dos transformadores de potência no sistema elétrico, através da importância estrutural de índices de confiabilidade composta.

2– Utilizar uma metodologia aplicável às diferentes realidades das concessionárias de energia brasileiras, para o cálculo do *Health Index*.

3– Implementar o modelo térmico alternativo apresentado na IEEE Std C57.91 (2011) para a determinação das temperaturas internas de operação, diante variações de condições de operação.

4– Avaliar o envelhecimento térmico de unidades transformadoras, a partir das temperaturas internas de operação destes equipamentos.

5– Ranquear transformadores de potência a partir da metodologia proposta.

6– Analisar a influência da importância dos transformadores nos sistemas em que operam, no processo de priorização de substituição.

## 1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

A maioria das metodologias existentes na literatura consideram apenas as condições de operação dos transformadores de potência na técnica de substituição destes equipamentos. Ademais, estes métodos são inaplicáveis a realidade de concessionárias de energia brasileiras, uma vez que os dados monitorados por estas são discrepantes com relação às metodologias presentes na literatura. Diante disso, a principal contribuição desse trabalho está na definição de uma metodologia global (aplicável a diferentes realidades) multicritério, considerando concomitantemente o fator de impacto (importância sistemática) do transformador no sistema elétrico e o fator de risco de falha (condições de operação) do equipamento, no processo de priorização de substituição de transformadores de potência em subestações de energia.

As demais contribuições desse trabalho são:

- Implementação do critério de importância sistemática do transformador de potência no sistema elétrico.
- Utilização de uma metodologia, para o cálculo do *Health Index*, aplicável às diferentes realidades das concessionárias de energia brasileiras.
- Avaliação do envelhecimento térmico dos transformadores de potência, diante as variações das condições de operação.
- Metodologia global multivariável que considera simultaneamente a relevância sistêmica da unidade transformadora no sistema elétrico e condição de operação do equipamento.

## 1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Para alcançar estes objetivos, o presente trabalho se divide em cinco capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica que contextualiza a temática de gerenciamento de transformadores de potência, através de metodologias de *Health Index* e por meio de abordagens mais específicas. A revisão abrange também modelos térmicos para a determinação das temperaturas internas de operação de unidades transformadoras e avaliação do envelhecimento equivalente

desses equipamentos. Esse capítulo contempla também uma revisão de métodos multicritérios para a priorização de substituição de transformadores de potência.

O Capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica no que se refere aos modelos térmicos e envelhecimento equivalente presentes em normativas. Esse capítulo também contempla a fundamentação teórica no que tange a confiabilidade de sistemas elétricos de potência.

O Capítulo 4 apresenta as etapas para o desenvolvimento da metodologia proposta, a qual está organizada da seguinte maneira: avaliação dos impactos decorrentes da interrupção de operação de algum equipamento; apresentação de uma metodologia de cálculo do *Health Index*, baseada no panorama de dados de concessionárias brasileiras; implementação de um modelo térmico para a avaliação do envelhecimento equivalente do equipamento; método multicritério para auxílio a tomada de decisão de substituição de transformadores; clusterização das unidades transformadoras por faixa de tempo de operação; e por fim, ranqueamento de transformadores em ordem de prioridade de substituição.

O Capítulo 5 apresenta um estudo de caso para a contextualização da metodologia proposta. Neste estudo de caso, são consideradas 104 unidades transformadoras da área de concessão da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), distribuídas em 38 subestações. A CEEE-GT é uma empresa de economia mista pertencente ao Grupo CEEE, concessionária de serviços de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul. Nesse estudo de caso é realizado um ranqueamento comparativo entre a metodologia proposta e a metodologia de Health Index apresentada nesse trabalho.

O capítulo 6 apresenta as considerações finais do trabalho, sintetizando as contribuições da metodologia proposta bem como sugestões para trabalhos futuros. No mesmo capítulo são apresentadas as produções científicas realizadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

## **1.6 PREMISSAS DO TRABALHO**

1– Para o ranqueamento das unidades transformadoras é realizado um agrupamento dos equipamentos por faixa de tempo de operação dos mesmos:

- Faixa 1: tempo de operação entre 0 e 20 anos.
- Faixa 2: tempo de operação entre 21 e 30 anos.
- Faixa 3: tempo de operação acima de 30 anos.

2– Para a normalização dos fatores envolvidos na metodologia proposta, a fim de maximizar o valor da variável determinante do ranqueamento, os valores bases adotados são os valores máximos de cada um dos fatores, dentro de cada faixa de tempo de operação.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo aborda a evolução dos estudos de gerenciamento de transformadores de potência, bem como modelos térmicos para a determinação das temperaturas internas de operação e envelhecimento do equipamento. São discutidas as mudanças nas estruturas do estudo, nas diferentes abordagens realizadas bem como nos métodos de solução aplicados. Tem-se como principal finalidade contextualizar os objetivos propostos pelos autores, destacando os métodos de gerenciamento de transformadores de potência baseados nas condições de operação desses equipamentos, bem como o envelhecimento equivalente das unidades transformadoras, determinados a partir de um modelo térmico, além de evidenciar a importância da consideração do fator de impacto dos transformadores no sistema em que estão operando, no momento de tomada de decisão. Nesse capítulo também são abordados os principais métodos multicritérios para auxílio a tomada de decisão de substituição de transformadores de potência.

### 2.1 MODELO TÉRMICO E ENVELHECIMENTO EQUIVALENTE

O critério básico que limita a capacidade de carregamento do transformador e seu tempo de vida útil é parcialmente determinado pela capacidade do equipamento em dissipar o calor gerado internamente para as redondezas (SILVA, 2005; TSILI et al., 2009). Segundo Ahn, Lee e Hahn (2011), Ben-Gang et al. (2016), Cui et al. (2016), Elmoudi, Lehtonen e Nordman (2006), Hell, Costa e Gomide (2007), Radakovic e Sorgip (2010), Susa e Lehtonen (2006) e TsiliLI et al. (2009), a temperatura do ponto mais quente do transformador é considerada um dos parâmetros mais significativos na determinação de sua capacidade de carregamento. Portanto, é essencial prever o comportamento térmico de um transformador durante carregamentos cíclicos triviais e particularmente na presença de condições de sobrecarga ou interrupções não planejadas (HELL; COSTA; GOMIDE, 2008; TSILI et al., 2009).

Diante disso, Swift, Molinski e Lehn (2001) propõem um circuito equivalente simples para representar a teoria fundamental da transferência de calor em transformadores de potência. Nesse mesmo contexto, Tang et al. (2002) apresenta um circuito térmico equivalente para a modelagem da dinâmica térmica de

transformadores de potência imersos em óleo, baseado nos princípios de troca de calor e leis de circuitos elétricos. O modelo proposto determina, em tempo real, as temperaturas nas principais partes de transformadores do tipo óleo natural, ar natural/óleo natural, ar forçado (ONAN/ONAF), sob diferentes condições ambientais e de carga, utilizando um algoritmo genético para a identificação dos parâmetros térmicos. Utilizando a mesma abordagem de Swift, Molinski e Lehn (2001), Tang et al. (2002) e Elmoudi, Lehtonen e Nordman (2006) utilizam uma análise eletromagnética, usando o método de elementos finitos, para obter os parâmetros para o modelo térmico. Anos mais tarde, Ahn, Lee e Hahn (2011) também utilizam o método de elementos finitos para determinar o valor das perdas de transformadores de potência, para a previsão do aumento de temperatura desses equipamentos, através de um modelo eletromagnético-térmico acoplado.

Baseado na abordagem de Swift, Molinski e Lehn (2001), Susa, Lehtonen e Nordman (2005) propõem um novo método de cálculo das temperaturas de transformadores de potência, através da definição da resistência térmica não linear, além de considerar a mudança da viscosidade do óleo e a variação das perdas com a temperatura. Neste cenário, Susa e Lehtonen (2006), realizam um refinamento na definição da resistência térmica não linear, através da análise do fluxo do fluido isolante em torno dos enrolamentos.

Silva (2005) apresenta o desenvolvimento e implementação de um modelo térmico para análise das temperaturas internas em transformadores de potência, através do acréscimo de algumas variáveis não tratadas no modelo apresentado na recomendação técnica C57.91-1995 da *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) (IEEE, 1995). A formulação, proposta por Silva (2005), é elaborada partindo da análise do processo físico de troca de calor do equipamento, que é regido pelas leis da termodinâmica clássica. Além disso, em Silva (2005), as temperaturas estimadas com o método proposto são utilizadas como entrada para o cálculo da vida útil remanescente do isolamento sólido do transformador, através de um modelo também proposto pelo autor.

Uma análise da temperatura de topo de óleo, para transformadores de potência que operam ao tempo e abrigados, é realizada em Mamizadeh e Iskender (2009). Além disso, os autores realizam a comparação de modelos térmicos propostos, para ambos os casos de operação. Neste mesmo contexto, Mamizadeh e Iskender (2011) propõem um modelo para o cálculo da expectativa de vida de

transformadores de potência, com base em modelos de elevação de temperatura não lineares. No mesmo ano, Feng, Wang e Jarman (2012) desenvolvem um modelo térmico sistemático, baseado no modelo térmico da recomendação técnica 60076-7 da *International Electrotechnical Commission* (IEC) (IEC, 2005), para o cálculo da expectativa de vida de transformadores de potência do Reino Unido.

Uma avaliação computacional do desempenho de transformadores através da investigação do comportamento térmico em situações de carregamento senoidal e não senoidal utilizando modelos térmicos disponíveis em normas, guias, práticas recomendadas e na literatura técnica, é realizada por Toledo (2011).

Neste mesmo ano, Souza (2011) desenvolve uma metodologia para a avaliação da perda de vida útil do isolamento sólido de transformadores em função do carregamento. Para a obtenção da temperatura de ponto quente do equipamento, o autor cria um novo modelo térmico, baseado nos modelos apresentados em IEC (2005) e IEEE (1995), utilizando redes neurais artificiais e algoritmos genéticos.

Baseado no modelo de circuito térmico apresentado em Taosha et al. (2009), Tan et al. (2012) propõem um modelo térmico melhorado. Esse novo modelo, além de considerar o transformador com carregamento dinâmico, considera também a influência da radiação solar e a temperatura ambiente na dissipação de calor do equipamento. Mais tarde, Zhu et al. (2014) apresenta um melhoramento ao modelo proposto em Tan et al. (2012), considerando também a velocidade do vento, como fator ambiental, na determinação das temperaturas internas de transformadores.

## **2.2 METODOLOGIAS PARA MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Atualmente, as concessionárias de energia estão sob constante pressão para reduzir os custos operacionais, aumentar a confiabilidade dos equipamentos de transmissão e distribuição e melhorar a qualidade de energia e serviços entregues ao cliente. Nesse contexto, a probabilidade de perder qualquer equipamento vital para o sistema elétrico, como transformador de potência, está aumentando, especialmente com o envelhecimento desses equipamentos. Uma falha inesperada de um transformador de potência pode causar sérios danos na rede elétrica. Uma vez que ocorre a falha de uma unidade transformadora, a substituição desse equipamento e retorno a operação depende de diversos fatores. Além disso, este

tempo de reestabelecimento operativo pode ser extremamente longo. Dessa forma, a fim de evitar esse tipo de problema, tem-se explorado novas abordagens de monitoramento, diagnóstico, avaliação da condição, manutenção, avaliação da vida útil e possibilidade de prolongar o tempo de operação de transformadores de potência (ABU-ELANIEN; SALAMA, 2010; ALDHUBAIB; SALAMA, 2014; TRAPPEY et al., 2015).

### 2.2.1 *Health Index*

*Health Index* (HI) é um método para quantificar os resultados obtidos de testes químicos e elétricos, inspeções de campo, observações operacionais, histórico de carregamento, em um índice objetivo e quantitativo, capaz de fornecer a condição geral de operação de transformadores de potência (ABU-ELANIEN; SALAMA; IBRAHIM, 2011; ASHKEZARI et al., 2012; ASHKEZARI et al., 2013; GORGAN et al., 2010; HERNANDA et al., 2014; JAHROMI et al., 2009; WATTAKAPAIBOON; PATTANADECH, 2016; NADERIAN et al., 2008; ZEINODDINI-MEYMAND; VAHIDI, 2016). Adicionalmente, segundo Hernanda et al. (2014), Jahromi et al. (2009), Naderian et al. (2008) e Zeinoddini-Meymand e Vahidi (2016), o HI é uma ferramenta para o gerenciamento de ativos, ajudando o operador a diferenciar as degradações que necessitam de manutenção, e as degradações que indicam fim de vida útil do equipamento. Dessa forma, é possível identificar e direcionar as necessidades de investimentos de capital e programas de manutenção em ativos.

Neste sentido, Hjartarson e Otal (2006) descrevem uma técnica para mensurar o impacto da manutenção preventiva e prever a condição futura de um ativo, baseada no HI. O método proposto considera um total de nove fatores de entrada, para o cálculo do HI. Além disso, Hjartarson e Otal (2006) apresentam uma relação entre o HI, a condição de operação do equipamento, a probabilidade de falha e a expectativa de vida útil do transformador.

Um método, para o cálculo do HI para transformadores de potência usando dados reais disponíveis, é proposto por Naderian et al. (2008). O método, além de considerar o resultado de testes típicos como análise de gases dissolvidos (DGA), qualidade do óleo, compostos furânicos e fator de potência, considera também outros parâmetros como comutador e condições do mancal, observações físicas,

histórico de carga, ordens de serviço de manutenção e idade do equipamento. Neste método é considerado um total de vinte fatores para o cálculo do HI. O modelo matemático, para o cálculo do HI do transformador, considera que 40% é devido aos parâmetros referentes ao comutador e 60% é atribuído aos parâmetros referentes ao restante do equipamento. Assim como em Hjartarson e Otal (2006), Naderian et al. (2008) também apresentam uma relação entre o HI, a condição do equipamento, a probabilidade de falha e a expectativa de vida útil remanescente do transformador.

Utilizando a mesma formulação proposta em Naderian et al. (2008), Jahromi et al. (2009) acrescentam quatro fatores de entrada para o cálculo do HI (relação de transformação, reatância de dispersão, resistência núcleo-terra, resistência dos enrolamentos), totalizando vinte e quatro fatores. Da mesma forma, Gorgan et al. (2010) propõem a adição de três fatores de diagnóstico (fator de perda para baixíssima frequência, fator de condutividade e índice de polarização) ao modelo apresentado em Jahromi et al. (2009), totalizando vinte e sete fatores. Neste mesmo âmbito, Haema e Phadunghthin (2012) e Haema e Phadunghthin (2013) apresentam um método para a avaliação da condição de manutenção de transformadores de potência, onde considera vinte e um fatores de entrada para o cálculo da condição do equipamento. Martins (2014) utiliza o mesmo modelo descrito em Naderian et al. (2008), porém considera um total de dezenove fatores para o cálculo do HI.

O método proposto em Jahromi et al. (2009) e Naderian et al. (2008) apresenta, de forma clara, os passos para o cálculo do HI de um transformador de potência. No entanto, este método ignora a quantidade de sólidos totais no óleo do transformador. Diante disso, Abu-Elaniem, Salama e Ibrahim (2011) apresentam o uso de redes neurais artificiais para determinar o HI de um transformador, baseado em medições reais de equipamentos em operação, considerando a quantidade de sólidos totais no óleo. O HI calculado é utilizado na determinação da condição de vida útil do transformador.

Nesse mesmo contexto, em Jahromi et al. (2009) e Naderian et al. (2008), os pesos atribuídos para as medidas baseadas em compostos furânicos são menores do que para outros fatores menos importantes, como a resistência dos enrolamentos. Nesse sentido, o uso da lógica *fuzzy* para o cálculo do HI para transformadores imersos em óleo, com tensão menor ou igual a 69 kV, usando medidas reais, é apresentado em Abu-Elanien, Salama e Ibrahim (2011). Dados reais de noventa transformadores em operação são utilizados para a validação do

método proposto. Neste mesmo contexto de utilização de lógica *fuzzy*, Ranga, Chandel e Chandel (2017) propõem um novo modelo de lógica *fuzzy* baseado em multicritérios para determinar o HI. O método baseia-se nas concentrações de gases dissolvidos individuais, resultados significativos dos testes de óleo e papel isolantes de transformadores.

Mais tarde, Picher et al. (2014) utilizam o resultado do HI e o tempo de operação do transformador para determinar a idade aparente do equipamento, através do uso de um modelo de regressão linear.

Os métodos propostos na literatura para o cálculo do HI, em geral, necessitam de uma grande quantidade de parâmetros, obtidos a partir de dados periodicamente coletados em campo. A tarefa de coleta e análise de tais dados pode representar uma difícil função a realidade de uma concessionária de energia. Para contornar este problema, Wattakapaiboon e Pattanadech (2016) apresentam um novo método para avaliar a condição de operação de transformadores, através do HI. Neste método, o número de fatores é reduzido de vinte e quatro, conforme Jahromi et al. (2009), para quinze fatores de entrada para cálculo do HI.

Devido à falta de estudos que englobem aspectos econômicos nas metodologias de HI, um novo modelo para o cálculo do HI de transformadores de potência, usando parâmetros técnicos e econômicos é proposto em Zeinoddini-Meymand e Vahidi (2016). Os parâmetros técnicos são extraídos das características do óleo e das análises de gases dissolvidos. Já os parâmetros econômicos são obtidos de funções custo e variáveis de envelhecimento do transformador.

Ibbrahim et al. (2016) propõem critérios de seleção para as medidas do óleo de transformadores para o cálculo do HI. Nessa metodologia, os autores utilizam uma nova abordagem para os critérios de seleção das melhores medidas para a determinação do HI, através da utilização de um método automatizado. A nova abordagem baseia-se na seleção do melhor grupo de medição que calcula o HI mais informativo.

Baseado nos modelos para o cálculo do HI de transformadores de potência já existentes na literatura, Fernández et al. (2017) propõem um modelo, através da adição da distribuição da temperatura ao longo dos enrolamentos em função da carga, o que pode, dessa forma, proporcionar uma medida mais segura da condição de operação do equipamento.

Na última década, o HI tornou-se uma ferramenta de gestão de ativos cada vez mais popular nas concessionárias de energia. O HI, como indicador de condição de operação de transformadores de potência, pode melhorar o processo de tomada de decisão. No entanto, também apresenta desafios, que precisam ser considerados durante o desenvolvimento e a implementação. Neste sentido, Jürgensen, Godin e Hilber (2017) apresentam as vantagens e desvantagens do HI como indicador de condição em uma discussão crítica. Além disso, um estudo de caso é apresentado onde o HI é calculado para três transformadores de potência.

Com a finalidade de determinar uma abordagem para reduzir a complexidade de avaliação da condição de transformadores de potência, Benhmed et al. (2018) propõem uma metodologia que reduz o número de características, através da extração dos parâmetros mais influentes na determinação do *Health Index*. Os resultados experimentais demonstram que o teor de água, a acidez, a tensão de ruptura e os compostos furânicos são os parâmetros de teste mais influentes na determinação do HI do transformador.

Diante disso, destaca-se que os diversos modelos e métodos de cálculo do HI existentes na literatura são inaplicáveis aos transformadores de potência do parque brasileiro, uma vez que os parâmetros monitorados pelas concessionárias brasileiras são diferentes dos parâmetros monitorados pelos métodos existentes na literatura. Dessa forma, com o objetivo de compatibilizar o HI com a realidade das concessionárias brasileiras, uma nova metodologia, para o cálculo do HI de transformadores, com base no panorama de dados das companhias de energia elétrica brasileiras, é apresentada e utilizada neste trabalho. No modelo utilizado, os transformadores de potência são avaliados a partir seis fatores (análise de gases dissolvidos, qualidade do óleo mineral isolante, condição do comutador, condição das buchas, manutenção dos acessórios e degradação do transformador), onde os índices individuais calculados são ponderados e um HI geral do transformador é determinado. O detalhamento da metodologia proposta é realizado no Capítulo 4.

### 2.2.2 Diferentes Abordagens

Segundo Abu-Elanien et al. (2010), o gerenciamento de ativos é classificado em três atividades: monitoramento da condição e técnicas de avaliação da condição

de operação de transformadores; execução de planos de manutenção; e avaliações de envelhecimento e vida útil.

Com o advento da lógica *fuzzy*, algoritmos genéticos e redes neurais, Roizman e Davydov (2000) propõem a aplicação de sistemas *neuro-fuzzy* adaptativos para prever o teor de umidade do isolamento sólido a partir de medições online das características de umidade do óleo, e dessa forma, monitorar e diagnosticar a condição do isolamento de transformadores de potência. Nesse mesmo contexto, Bin e En-Wen (2014) utilizam um método de avaliação *fuzzy* para determinar o estado do óleo de transformadores de potência. Esse método de avaliação é desenvolvido com base em uma grande quantidade de informações de monitoramento do óleo desses equipamentos. No mesmo cenário, Rigatos e Siano (2016) propõem o monitoramento das condições de transformadores de potência através da modelagem neural e abordagem estatística local para o diagnóstico de falhas. O método é capaz de detectar falhas em estágios iniciais e, dessa forma, evitar condições críticas para a rede elétrica. Sun et al. (2016) também utilizam a abordagem *fuzzy*, onde propõe um método de avaliação integrada usando o método *Fuzzy Analytical Hierarchical Process* (FAHP), e combinação de média ponderada modificada. O modelo de avaliação contém quatro fatores: análise de gases dissolvidos, testes elétricos, testes de óleo e fatores variados, bem como 20 índices. Nesse contexto de inteligência artificial, Zarkovic e Stojkovic (2017) também utilizam a lógica *fuzzy* no diagnóstico de falhas de transformadores de potência, baseado em seu estado atual de operação.

Um novo modelo para a previsão da vida útil remanescente de transformadores de potência é apresentado em Schijndel, Wouters e Wetzter (2012) e Wouters, Schijndel e Wetzter (2011). O modelo proposto é baseado na degradação do papel isolante dos enrolamentos. Nesse contexto de determinação da vida útil remanescente de transformadores de potência, Abu-Elanien, Salama e Bartnikas (2011) expõem um modelo baseado em uma análise econômica das características operacionais dos transformadores, aliada as questões técnicas envolvidas no processo de tomada de decisão. Nesse modelo, utiliza-se a abordagem da curva da banheira, incluindo reparos e manutenção programada, a fim de se chegar a uma decisão de substituição economicamente mais viável.

A fim de avaliar a condição de envelhecimento de transformadores, Li et al. (2012) propõem um índice de envelhecimento que combina os resultados de

inspeções de rotina e testes de laboratório para estimar a condição de envelhecimento dos equipamentos. No cálculo do índice é considerado não apenas os resultados de testes típicos, como análise de gases dissolvidos, qualidade do óleo e fator de dissipação, mas também outros parâmetros, como a temperatura de topo do óleo e a temperatura do ponto mais quente.

Com o objetivo de determinar o momento ideal para substituir um transformador, um sistema de tomada de decisão é proposto por Aldhubaib e Salama (2014). Esse método aborda o efeito da manutenção na determinação do ano de substituição do equipamento. Além disso, essa abordagem introduz uma estratégia de manutenção baseada no conceito de Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC) e AG para otimizar as atividades de manutenção.

Um sistema inteligente para gerenciamento da manutenção de transformadores de potência, usando o algoritmo Análise dos Componentes Principais (ACP) e algoritmo *back-propagation* de Redes Neurais Artificiais (BP-RNA) é apresentado em Trappey et al. (2015). O sistema executa, em tempo real, o monitoramento dos principais parâmetros do transformador e usa modelos de previsão de falhas para detectar potenciais falhas, e a partir disso, recomenda estratégias de manutenção.

A literatura apresenta diversos métodos de tomada de decisão de manutenção baseada na condição de transformadores de potência, porém não consideram a confiabilidade e a economia do equipamento como parâmetros de tomada de decisão. Para contornar este problema, um modelo de tomada de decisão baseado na confiabilidade operacional, risco de falha e custo do ciclo de vida útil do equipamento, para determinar a melhor estratégia de manutenção, é proposto por Zhang et al. (2016).

Ainda neste sentido, Schmitz et al. (2018) propõe uma metodologia de classificação para a substituição de transformadores de potência em subestações, considerando a condição técnica e a condição operacional desses equipamentos. A condição técnica é composta por um índice de paralelismo e a disponibilidade de unidade transformadora reserva. Esses critérios determinam apenas a percentagem de carga que é assegurada por um transformador em paralelo ou reserva no momento de uma contingência.

Isto posto, nota-se a vasta gama de métodos de monitoramento e diagnóstico, para avaliar a condição dos transformadores, existentes na literatura. Esses

métodos utilizam testes realizados durante a vida útil do equipamento e permitem a avaliação de seu estado de operação, fornecem informações sobre o envelhecimento e recomendam medidas para melhorar a confiabilidade do equipamento. Porém, a maioria não considera a importância sistemática do equipamento no sistema elétrico em que opera, além de não considerar o envelhecimento contínuo do mesmo através de análises de temperaturas internas de operação.

Diante a esse cenário, nesse trabalho é proposta uma nova metodologia global, empregando uma análise multivariável, considerando simultaneamente, no processo de priorização de substituição de transformadores de potência em subestações, as condições de operação do equipamento, envelhecimento contínuo diante variações de condições de operação e fator de impacto do transformador no sistema elétrico. Essa metodologia é adaptada a realidade de uma concessionária brasileira. A metodologia proposta é detalhada no Capítulo 4.

### **2.3 MÉTODOS DE PRIORIZAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

A análise multicritério compreende diversos métodos e ferramentas computacionais para auxiliar na exploração de alternativas para a tomada de decisões importantes. Alguns métodos, como o *Simple Multi Attribute Rating Technique* (SMART), usam técnicas de pontuação e funções de agregação aditivas. Outros métodos, como o *Elimination Et Choice Traduisant la Réalité* (ELECTRE), *Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique* (MACBETH) e *Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations* (PROMETHEE), usam relações de preferência entre pares de alternativas para determinar a melhor solução. Já o método *Analytic Hierarchy Process* (AHP) utiliza estruturas hierárquicas e faz uso de comparações par a par de critérios e alternativas para determinar os pesos dos critérios. O método *Analytic Network Process* (ANP) é uma variação do AHP, e opera com redes de atributos, permitindo laços na estrutura hierárquica (MUSSOI, 2012). A escolha do método depende de suas vantagens e desvantagens em relação ao contexto decisório. A seguir são descritos cada um dos métodos supracitados.

### 2.3.1 Método SMART

Proposto por Ward Edwards em 1971, o SMART é um método multicritério simples e prático, porém bem fundamentado por um conjunto de axiomas que fornecem as regras para uma tomada de decisão racional (MUSSOI, 2012; KABLI, 2009).

Segundo Mussoi (2012), Olson (2016) e Kabli (2009), as principais etapas do SMART são:

- Identificar o decisor ou grupo de decisores.
- Identificar as alternativas de ação viáveis.
- Identificar os critérios que são relevantes para a tomada de decisão.
- Atribuir valores para cada critério, a fim de medir o desempenho das alternativas neste critério.
- Determinar o peso de cada critério, a fim de definir seu grau de importância para o decisor.
- Determinar o desempenho global de cada alternativa através da média ponderada dos valores atribuídos a cada alternativa.
- Estabelecer um ranque das pontuações globais das alternativas.
- Executar uma análise de sensibilidade, a fim de verificar a robustez das pontuações das alternativas para a tomada de decisão final.

O método SMART é geralmente aplicado em situações onde uma determinada ação, para obter um dado resultado, é tida como certa. Adicionalmente, este método não permite interdependências entre os critérios. Por outro lado, as diversas aplicações em problemas reais demonstram que o método SMART é extremamente prático, rápido e confiável (MUSSOI, 2012).

### 2.3.2 Método ELECTRE

A fim de tratar as relações de preferência (*outrank relations*) entre critérios e alternativas de ação, Roy (1968) desenvolveu o método ELECTRE (TZENG; HUANG, 2011; MUSSOI, 2012; KABLI, 2009). Esse método utiliza uma métrica de relações de troca (*swing weights*) na comparação par a par das alternativas, em cada um dos critérios, baseando-se nos conceitos de concordância, discordância e valores limites. O decisor pode expressar preferência, indiferença ou

incomparabilidade entre os pares de alternativas ou critérios (MUSSOI, 2012; KABLI, 2009).

O método ELECTRE inicia com a determinação do desempenho das  $m$  alternativas em relação aos  $n$  critérios, através da definição de uma matriz de decisão. A partir desta matriz, é determinada a matriz de decisão ponderada, por meio da normalização da matriz de decisão e multiplicação pelos pesos dos critérios. Os pesos dos critérios são definidos pelo decisor. Para cada par de alternativas  $p$  e  $q$ , o conjunto de critérios é dividido em dois subconjuntos distintos: conjunto de concordância e conjunto de discordância. O conjunto de concordância  $C(p, q)$  é formado pelos critérios em que  $p$  é, pelos menos, tão bom quanto  $q$ . O conjunto de discordância é o complemento de  $C(p, q)$ , sendo formado por todos os critérios em que  $p$  é pior que  $q$ . Na sequência, são determinadas a força relativa de cada conjunto, através do cálculo dos índices de concordância  $C_{pq}$  e discordância  $D_{pq}$ . Por fim, são determinadas as relações de preferência (*outrank relations*). O método define que a alternativa  $p$  é preferida a  $q$  quando  $C_{pq} \geq C$  e  $D_{pq} < D$ , onde  $C$  e  $D$  são, respectivamente, as médias de  $C_{pq}$  e de  $D_{pq}$  em cada critério (MUSSOI, 2012; KABLI, 2009).

O ELECTRE é amplamente utilizado e aplicado em problemas práticos, sendo mais popular na Europa (KABLI, 2009). No entanto, o método pode ser incapaz de identificar a melhor alternativa, uma vez que o sistema de preferências não é necessariamente completo, além de não proporcionar uma forma de obtenção dos pesos dos critérios e não permitir avaliar a sensibilidade dos resultados de forma automática (MUSSOI, 2012).

### 2.3.3 Método PROMETHEE

O método PROMETHEE, proposto por Brans e Vincke (1985) e baseado em uma generalização da noção de critério, constitui uma família de métodos para auxílio à tomada de decisão, com base nas relações de preferência e no melhoramento da ordem de dominância das alternativas.

Esse método parte da definição de um peso para cada critério, estabelecido pelo decisor, o qual aumenta com a importância do critério. Uma função *fuzzy*, que assume valores entre 0 e 1, é definida com base no modo como as preferências dos decisores variam com a diferença entre o desempenho das alternativas em cada

critério. Caso a diferença de desempenho (vantagem) entre uma alternativa e outra aumentar, o valor da função *fuzzy* também aumenta. Por outro lado, se o desempenho de uma alternativa for igual ou inferior ao da outra alternativa, o valor é igual a zero. Na segunda fase, uma avaliação da relação de preferência, para representar as preferências dos decisores, é realizada a partir de um índice de preferência multicritério.

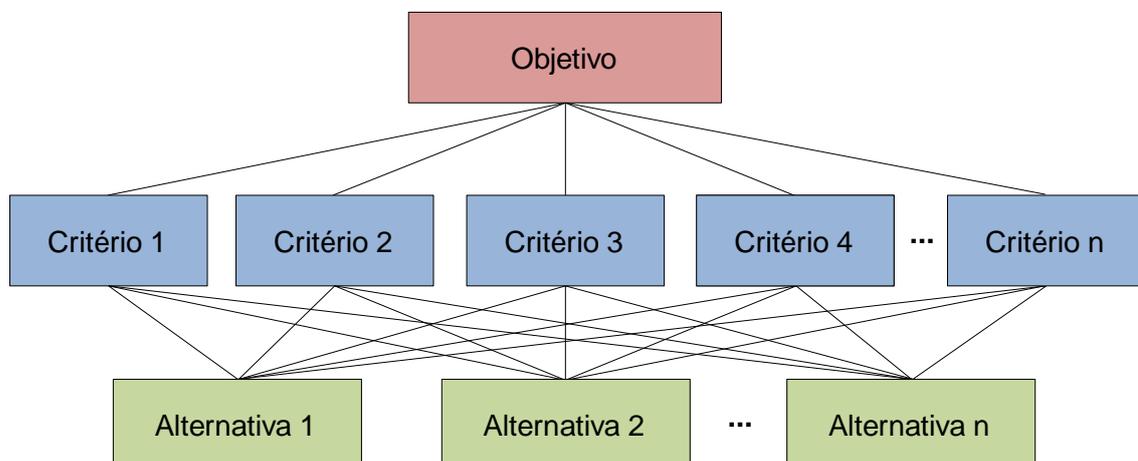
Os métodos PROMETHEE são mais adequados para problemas com vários critérios de difícil quantificação e que envolvam grupos de decisores com especializações, percepções e julgamentos divergentes, visto que envolvem processos matemáticos complexos e muitos julgamentos (TZENG; HUANG, 2011; MUSSOI, 2012).

#### 2.3.4 Método AHP

O método AHP, proposto por Saaty (1980), é uma técnica estruturada, baseada em matemática e psicologia, para a tomada de decisão em ambientes complexos em que diversas variáveis ou critérios são considerados para a priorização e seleção de alternativas ou projetos (MUSSOI, 2012). A metodologia do AHP é apresentada integralmente em Saaty (1990) e Bhushan e Rai (2004).

A realização da avaliação de um problema através da metodologia AHP se inicia pela decomposição do problema em uma hierarquia de critérios mais facilmente analisáveis e comparáveis de modo independente (MUSSOI, 2012), conforme ilustrado na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Exemplo de hierarquia de critérios.



Fonte: Adaptado de Saaty (2005).

A partir da construção dessa hierarquia lógica, Figura 2.1, os tomadores de decisão avaliam sistematicamente as alternativas por meio de comparação, duas a duas, dentro de cada um dos critérios. São através dessas comparações que são mensurados os valores de importância de cada critério, podendo ser considerados também critérios qualitativos concomitantemente com critérios quantitativos (SAATY, 1987).

Conforme Mussoi (2012), para realizar as comparações par a par é preciso dispor de uma escala de números que indica o quanto mais ou menos importante é um critério em relação ao outro. Para tanto, uma escala numérica fundamental é sugerida por Saaty (1987), conforme ilustrada na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Escala numérica fundamental para utilização do método AHP.

Escala numérica	Grau de importância
1	Mesma importância
3	Moderada
5	Forte
7	Muito forte
9	Extremamente importante
2, 4, 6, 8	Valores intermediários

Fonte: Adaptado de Saaty (1987) e Saaty (1990).

A partir da estimativa realizada, com base na escala numérica, é construída uma matriz de comparação ou julgamento, de dimensão  $n \times n$ , para os  $n$  critérios em avaliação, conforme a equação (2.1).

$$M = \begin{matrix} & C_1 & C_2 & \dots & C_n \\ \begin{matrix} C_1 \\ C_2 \\ \vdots \\ C_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (2.1)$$

em que  $M$  representa a matriz de comparação dos critérios,  $C_1, C_2, C_n$  indicam o número de critérios de avaliação,  $i$  e  $j$  são os índices dos critérios avaliados par a par e  $a_{ij}$  é o grau de importância do critério  $i$  sobre o critério  $j$ .

Os termos da matriz de julgamentos indicam o quanto um critério de uma linha é mais importante que um critério de uma coluna. Como regra geral, assume-se que a diagonal principal representa a própria avaliação do critério  $C_i$ , possuindo o

valor igual a um,  $a_{ij} = 1$ , e nos demais julgamentos a relação de reciprocidade  $a_{ji} = 1 / a_{ij}$  (SAATY; TRAN, 2007).

Após a determinação da matriz de comparações, calcula-se o autovetor da matriz, para se definir a prioridade ou peso de cada critério. A partir do autovetor, pode-se calcular o peso de cada critério analisado, de acordo com a equação (2.2), conforme Pamplona (1997).

$$W_i = \frac{\left( \prod_{j=1}^n a_{ij} \right)^{1/n}}{\sum_{i=1}^n \left( \prod_{j=1}^n a_{ij} \right)^{1/n}} \quad (2.2)$$

em que  $W_i$  é o peso do critério  $i$ ,  $i$  e  $j$  são os índices dos critérios avaliados para a par,  $a_{ij}$  é o grau de importância do critério  $i$  sobre o critério  $j$  e  $n$  é o número de critérios. O somatório dos valores dos pesos dos critérios analisados deve ser igual a 1, ou seja, 100%.

Segundo Daza (2010), visto que a metodologia AHP utiliza como base de solução a opinião de especialistas, é possível ocorrer certo grau de inconsistência nos julgamentos realizados. Isto acontece devido à complexidade do problema ou pouca experiência do especialista com o tema.

Dessa forma, um dos diferenciais do AHP, em relação a outros métodos de tomada de decisão multicriterial, é o cálculo de um indicador de consistência do julgamento do especialista, determinado a partir da equação (2.3), conforme Saaty e Tran (2007).

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (2.3)$$

em que  $RC$  é a razão de consistência e expressa a aceitação do julgamento do decisor,  $IC$  é o índice de consistência e  $IR$  é o índice aleatório de consistência.

O valor do índice aleatório de consistência ( $IR$ ) pode ser determinado diretamente através da aplicação da Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Índice aleatório de consistência.

Número	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
IR	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49	1,52	1,54	1,56	1,58	1,59

Fonte: Adaptado de Saaty, Ozdemir (2003) e Saaty, Tran (2007).

O índice de consistência (IC) expressa o quanto a matriz se distancia de uma matriz de consistência. Este índice pode ser determinado pela equação (2.4), conforme Pamplona (1997).

$$IC = \frac{(\lambda_{\max} - n)}{(n-1)} \quad (2.4)$$

em que  $IC$  é o índice de consistência,  $\lambda_{\max}$  é o autovalor dos critérios analisados e  $n$  é o número de critérios.

O autovalor ( $\lambda_{\max}$ ) é calculado através da equação (2.5), conforme Pamplona (1997).

$$\lambda_{\max} = \sum_{i=1}^n W_i \times K_i \quad (2.5)$$

em que  $\lambda_{\max}$  é o autovalor,  $W_i$  é o peso do critério  $i$ ,  $K_i$  é o somatório da coluna da matriz de comparação e  $n$  é o número de critérios.

Considera-se admissível uma razão de consistência (RC) menor que 0,10 (10%). Para valores de RC maiores que 10%, as avaliações do especialista não são consideradas suficientemente sensíveis e precisas (PAMPLONA, 1997).

Caso utilize-se mais de um especialista para julgamento dos critérios, a integralização dos resultados dos especialistas em apenas uma matriz de julgamento é realizada através da equação (2.6) (LOPES, 2014).

$$\bar{a}_{ij} = \prod_{e=1}^{ne} (a_{ij_e})^{1/ne} \quad (2.6)$$

em que  $e$  é o índice do especialista,  $ne$  é o número de especialistas,  $i$  e  $j$  são os índices dos critérios e  $a_{ij}$  é o grau de importância do critério  $i$  em relação a  $j$ .

### 2.3.5 Método ANP

Muitos problemas de decisão não podem ser estruturados na forma de uma hierarquia, pois envolvem interações e dependências entre os elementos de níveis superiores ou inferiores. Nas hierarquias, a importância do critério determina a importância das alternativas. No entanto, em certas situações, a importância das alternativas também pode determinar a importância dos critérios, caracterizando

uma estrutura realimentada. Nesses casos, a estrutura realimentada assume a forma de uma rede. Uma rede consiste, basicamente, em nós, onde cada nó é composto por elementos (alternativas). Os nós também podem ser chamados de blocos ou componentes (*clusters*). Em uma rede, alguns elementos são interconectados em ciclos e os laços representam elementos conectados a si mesmo (MUSSOI, 2012; KABLI, 2009).

O ANP é um método multicritério para tomada de decisão, proposto por Saaty (1996), a partir do sucesso obtido das aplicações do AHP aos problemas de tomada de decisão. Este método foi proposto com a finalidade de atenuar a restrições da estrutura hierárquica do método AHP, de forma a permitir a consideração de interdependências entre critérios. Baseado na obtenção de relações de preferência, o AHP assume uma relação de cima para baixo (*top-down*) entre os elementos da hierarquia. Já o método ANP permite inter-relacionamentos mais complexos entre os níveis de decisão, uma vez que este não requer uma estrutura estritamente hierárquica (TZENG; HUANG, 2011; MUSSOI, 2012; KABLI, 2009).

O método ANP permite uma modelagem precisa de ambientes complexos e possibilita a manipulação de situações usuais de interdependências, especialmente nos problemas que envolvem cenários com falta de informações. No entanto, o ANP é pouco transparente e compreensível para os decisores, uma vez que a estrutura de rede necessita um processo de julgamento das preferências com muitas comparações e envolve operações matemáticas mais complexas que as do método AHP (TZENG; HUANG, 2011; MUSSOI, 2012).

### 2.3.6 Método MACBETH

Proposto por Bana e Costa e Vansnick (1994), o MACBETH é uma abordagem interativa multicritério de apoio à tomada de decisão, que usa julgamentos semânticos qualitativos para mensurar a atratividade relativa das alternativas, através de comparação par a par (MUSSOI, 2012; ANDRADE, 2016; BANA E COSTA; CHAGAS, 2004). As categorias semânticas de comparação das alternativas são classificadas em: diferença muito fraca, fraca, moderada, muito forte e extrema diferença (ANDRADE, 2016; BANA E COSTA; CORTE; VANSNICK, 2003). A partir das comparações semânticas das alternativas, constrói-se uma matriz semântica com a resposta dos decisores. Com base na classificação semântica,

uma escala de 0 a 6 é adotada para a conversão das categorias semânticas, onde 0 representa nenhuma diferença de atratividade e 6 indica uma diferença extrema (MUSSOI, 2012, ANDRADE, 2016).

Diante desta gama de métodos multicritérios para auxílio à tomada de decisão, é adotado, neste trabalho, o método *Analytic Hierarchy Process* (AHP) para auxílio à priorização de substituição de transformadores de potência. Esta escolha se deve ao fato de que o método AHP atende as necessidades requeridas, além de ser um método simples e de fácil implementação.

## **2.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO**

Num contexto histórico, é possível observar uma evolução no entendimento e estruturação dos estudos sobre gerenciamento de transformadores de potência, baseados nas condições de operação dos equipamentos. Esses métodos de monitoramento e diagnóstico utilizam testes realizados durante a vida útil do equipamento e permitem a avaliação do estado, fornecem informações sobre o envelhecimento e recomendam medidas para melhorar a qualidade do equipamento. Porém, a maioria não elenca o fator de importância do equipamento para o sistema ao qual está conectado.

Diante disso, nesse trabalho é proposta uma metodologia, empregando uma análise multivariável, para elencar a necessidade de substituição de transformadores de potência em subestações. Essa metodologia considera concomitantemente a importância sistemática do equipamento no sistema elétrico e as condições de operação da unidade transformadora, no processo de priorização de substituição de transformadores de potência em subestações de energia.

### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

#### 3.1 MODELO TÉRMICO E ENVELHECIMENTO EQUIVALENTE: NORMATIVAS

O *IEEE*, a *IEC* e a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) propõem modelos térmicos para a determinação das temperaturas internas de transformadores, bem como metodologias para a determinação da perda de vida útil desses equipamentos.

A *IEC 60076-7 (2005)* apresenta duas alternativas para a determinação das temperaturas internas do transformador em função do tempo, para uma variação da corrente de carga e temperatura: método para variação em degrau e método para variação contínua.

O Método para Variação em Degrau, conforme *IEC (2005)*, utiliza equações exponenciais adequadas e uma variação de carga em forma de degrau para o cálculo das temperaturas internas do transformador.

Já o Método para Variação Contínua, segundo a *IEC (2005)*, determina as temperaturas internas do transformador por meio de equações diferenciais, diante a variações aleatórias no carregamento e à temperatura ambiente.

Assim como a *IEC 60076-7 (2005)*, o guia para Carregamento de Transformadores Imersos em Óleo Mineral (*IEEE, 2011*) também apresenta dois métodos de cálculo das temperaturas internas de transformadores: método clássico, como consta em sua Cláusula 7; e o método alternativo, contido em seu anexo G.

Segundo a *IEEE Std C57.91 (2011)*, o modelo térmico clássico utiliza um conceito de elevação (e queda) exponencial de temperatura, através de uma equação exponencial de primeira ordem, e alguns poucos parâmetros.

O modelo térmico alternativo, de acordo com a *IEEE Std C57.91 (2011)*, utiliza conceitos da termodinâmica e os princípios da transferência de calor. Nesse método, é introduzida a temperatura na base do transformador como uma nova variável de medição, bem como a temperatura nos dutos de refrigeração dos enrolamentos. Essa temperatura pode ser maior que a temperatura no topo do óleo, sob certas condições, levando a um diagnóstico mais preciso da temperatura do ponto mais quente do transformador. Porém, este modelo requer uma quantidade muito maior de parâmetros para a determinação das temperaturas internas.

No que se refere ao envelhecimento equivalente (envelhecimento do isolamento), a IEEE Std C57.91 (2011) cita que a relação entre a deterioração do isolamento com o tempo e a temperatura segue uma adaptação da teoria de Arrhenius. A partir disso, pode-se calcular o envelhecimento equivalente do transformador, a uma determinada temperatura de referência, consumida num determinado período de tempo, para um determinado ciclo de temperatura (IEEE, 2011).

Da mesma forma que a IEC 60076-7 (2005) e a IEEE Std C57.91 (2011), a resolução normativa NBR 5416 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT, 1997) também apresenta dois procedimentos de cálculo das temperaturas durante o carregamento de transformadores, os quais dependem do nível de controle das condições operativas e de manutenção.

O primeiro procedimento, o qual contempla transformadores até 100 MVA, é aplicado para os casos onde não estão disponíveis os dados de manutenção e operativos, e os ciclos de carregamento diários são recorrentes, podendo ser convertidos em ciclos retangulares equivalentes.

Nos casos onde os dados de manutenção e operativos estejam disponíveis, o segundo procedimento deve ser utilizado, o qual não possui limitação de potência e dos ciclos de carregamento (ABNT, 1997).

Assim como na IEEE Std C57.91 (2011), no que se refere ao envelhecimento equivalente do transformador, a ABNT NBR 5416 (1997) também utiliza a teoria de Arrhenius para o cálculo da deterioração do isolamento em função do tempo, onde cita que o logaritmo da vida do isolamento é uma função do inverso da temperatura absoluta.

A norma ABNT NBR 5416 (1997) e o guia IEEE Std C57.91 (2011) possuem características comuns: ambos utilizam a teoria de Arrhenius para tratar a questão do envelhecimento do transformador. Porém, o Guia IEEE Std C57.91 (2011) apresenta valores limites de temperaturas diferentes dos valores adotados na Norma ABNT NBR 5416 (1997), para as condições de carregamento de longa e curta duração.

Diante ao panorama de modelos térmicos para a determinação das temperaturas internas de transformadores de potência existentes na literatura, a metodologia adotada nesse trabalho é o modelo térmico alternativo apresentado na IEEE Std C57.91 (2011), ou seja, o método proposto em seu anexo G. De forma

análoga, ao que se refere ao cálculo do envelhecimento equivalente (envelhecimento do isolamento) do transformador, a metodologia utilizada é a apresentada em IEEE (2011). A escolha da metodologia presente na IEEE Std C57.91 (2011), tanto para o modelo térmico como para o cálculo do envelhecimento equivalente, se deve a simplicidade de implementação, bem como pela normativa atender os requisitos necessários junto as demais análises.

Essa normativa usa, em sua modelagem térmica, conforme o Anexo G, o aumento da temperatura do óleo nos dutos dos enrolamentos para determinar a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos durante um ciclo de carregamento. Além disso, o modelo introduz a temperatura na base do tanque do transformador como uma nova variável de medição. Adicionalmente, o modelo térmico considera o tipo de líquido isolante, o modo de resfriamento, as mudanças de resistência e viscosidade, a temperatura ambiente e as mudanças de carga durante o ciclo de carregamento, na determinação das temperaturas internas de operação do equipamento (IEEE, 2011).

Basicamente, os cálculos do modelo são realizados com base nas equações de conservação de energia. As temperaturas de topo de óleo e temperaturas de ponto quente são calculadas para um determinado instante de tempo e são utilizadas como temperaturas iniciais para o próximo instante de tempo. As perdas e correções para os parâmetros dependentes da temperatura também são calculados a cada instante de tempo.

Para a realização dos cálculos, primeiramente, o modelo térmico recebe os parâmetros de entrada constantes (temperaturas iniciais, temperaturas nominais, características dos transformadores, ...). Após determinado o intervalo de tempo que se deseja utilizar, a curva de carga é inserida, com valores em p.u., juntamente com a curva de temperatura ambiente, a cada intervalo de tempo.

De acordo com o anexo G da IEEE Std C57.91 (2011), a temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos é determinada pela equação (3.1)

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{BO} + \Delta\theta_{WO/BO} + \Delta\theta_{H/WO} \quad (3.1)$$

em que  $\theta_H$  é a temperatura do ponto mais quente dos enrolamento ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $\theta_A$  é a temperatura média ambiente durante o ciclo de carga ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $\Delta\theta_{BO}$  é o aumento de temperatura do fundo do óleo sobre a ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $\Delta\theta_{WO/BO}$  é o aumento de temperatura do óleo no ponto mais quente do enrolamento sobre o fundo do óleo

(°C) e  $\Delta\theta_{H/WO}$  é o aumento de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o óleo próximo ao ponto mais quente (°C).

O equacionamento completo do modelo térmico utilizado nesse trabalho, para a determinação das temperaturas de ponto quente dos enrolamentos dos transformadores, é detalhado no anexo G da IEEE Std C57.91 (IEEE, 2011).

No que se refere ao envelhecimento equivalente, segundo a ABNT NBR 5416 (1997), o sistema papel isolante de um transformador é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante. O envelhecimento está baseado na vida esperada do transformador, sob efeito da temperatura de operação da isolação ao longo do tempo. De acordo com a IEEE Std C57.91 (2011), a deterioração da isolação em função do tempo e da temperatura segue uma adaptação da teoria de Arrhenius, conforme equação (3.2).

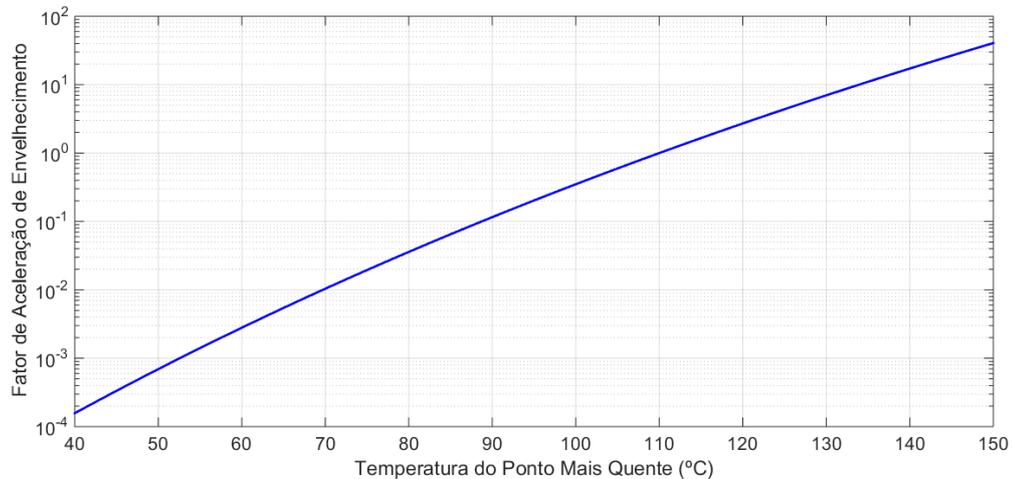
$$Vida_{pu} = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{\theta H + 273}\right)} \quad (3.2)$$

A avaliação da velocidade do envelhecimento adicional a que está sendo submetido o transformador pode ser realizada a partir de um fator de aceleração de envelhecimento ( $F_{AA}$ ), conforme a equação (3.3), para uma dada carga e temperatura ou para um perfil variável de carga e temperatura durante um período de 24 h, tendo como referência a temperatura igual a 110 °C (IEEE, 2011).

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta H + 273}\right)} \quad (3.3)$$

A curva do  $F_{AA}$  em função da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, para um sistema de isolamento classe 65 °C, é ilustrada na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Fator de aceleração de envelhecimento.



Fonte: Do Autor, adaptado de IEEE (2011).

Como pode ser observado na Figura 3.1, o fator de aceleração de envelhecimento possui valores maiores que 1 para temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos maiores que a temperatura de referência de 110 °C. Da mesma forma, o  $F_{AA}$  apresenta valores menores que 1 para temperaturas inferiores a 110 °C.

Conforme a IEEE Std C57.91 (2011), o envelhecimento equivalente do transformador a uma determinada temperatura de referência, consumida num determinado período de tempo, para um determinado ciclo de temperatura, é determinado através da equação (3.4).

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (3.4)$$

em que  $F_{EQA}$  é o fator de envelhecimento equivalente para o período de tempo total,  $n$  é o índice de intervalo de tempo,  $N$  é o número total de intervalos de tempo,  $\Delta t_n$  é o intervalo de tempo e  $F_{AA_n}$  é o fato de aceleração do envelhecimento para a temperatura em que se encontra o enrolamento em cada intervalo de tempo  $\Delta t_n$ .

### 3.2 CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Os sistemas de potência são grandes e complexos conjuntos que possuem a função de atender a demanda de energia dos consumidores de forma segura, econômica e confiável. Uma vez que os componentes do sistema estão sujeitos a

falhas, essas desencadeiam perturbações capazes de afetar um grande número de consumidores, ocasionando a interrupção de energia elétrica (BORGES, 1998; ANDRADE, 2007). A busca por um sistema elétrico robusto às possibilidades de falhas leva a procura por altos índices de confiabilidade do fornecimento de energia elétrica (STREET; OLIVEIRA; ARROYO, 2011).

Segundo Ebeling (2001), a avaliação da confiabilidade de sistemas é um estudo que mensura a capacidade de um componente, equipamento ou sistema executar funções exigidas, durante um determinado período de tempo e sob certas condições operativas.

A análise da confiabilidade de um sistema pode ser de duas formas: determinística e probabilística.

A análise determinística consiste na avaliação de situações críticas, selecionadas a partir do conhecimento prévio do sistema. Embora existam diversos critérios para a avaliação dessas situações, o mais utilizado é o critério N-1, onde vários casos críticos são selecionados e em cada um deles, um dos componentes do sistema é representado como em estado de falha. Posteriormente, o desempenho do sistema, quanto aos níveis de adequação pré-estabelecidos, é avaliado. Os níveis de adequação normalmente avaliados são o suprimento da demanda, níveis de tensão e a capacidade dos componentes do sistema.

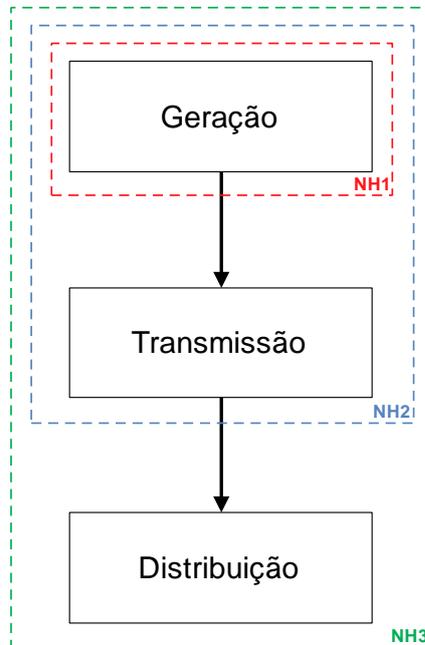
Na análise probabilística, pode-se representar a natureza aleatória de sistemas elétricos, através da combinação das probabilidades de ocorrência de situações críticas e de suas consequências para o sistema (ANDRADE, 2007).

### 3.2.1 Níveis Hierárquicos

Para fins de análise, planejamento e operação, um sistema de potência pode ser dividido em três zonas funcionais: geração, transmissão e distribuição. A combinação destas zonas formam os níveis hierárquicos, que são usados nos estudos de confiabilidade. O nível hierárquico 1 (NH1) refere-se a avaliação da confiabilidade do sistema de geração. O nível hierárquico 2 (NH2) refere-se a avaliação da confiabilidade composta dos sistemas de geração e transmissão. O estudo da confiabilidade do nível NH2 é também chamado de confiabilidade composta, o qual é abordado e utilizado neste trabalho. Já o nível hierárquico 3 (NH3) refere-se a avaliação do sistema completo, incluindo o sistema de distribuição.

A Figura 3.2 apresenta um diagrama esquemático dos níveis hierárquicos (BILINTON, 1984; ANDRADE, 2007).

Figura 3.2 – Níveis hierárquicos para estudos de confiabilidade.



Fonte: Adaptado de Billinton (1984).

Na avaliação de confiabilidade de geração (NH1), toda a carga e toda a geração são concentradas em uma única barra, e as limitações de transmissão são desprezadas.

Na avaliação de confiabilidade composta (NH2), o sistema de transmissão é incluído e são analisados os efeitos das falhas de geração, transmissão e a composição de ambas.

A avaliação de confiabilidade NH3 não é normalmente executada diretamente, devido à elevada dimensão do problema em um sistema real. Análises da confiabilidade do sistema de distribuição têm sido realizadas separadamente dos sistemas de geração e transmissão (BILINTON, 1984).

### 3.2.2 Índices de Confiabilidade Composta (NH2)

De acordo com Billinton e Allan (1992) e Andrade (2007), na avaliação de confiabilidade de sistemas compostos geração-transmissão, ou apenas confiabilidade composta (NH2), são analisados os efeitos de falhas de geração,

transmissão e composição de ambas. Os índices básicos na avaliação da confiabilidade de sistemas compostos (NH2), conforme Billinton e Allan (1992) e Andrade (2007), são:

- *Loss of Load Probability (LOLP)*– Probabilidade de perda de carga: representa a probabilidade de a carga ultrapassar a capacidade de geração disponível. Este índice é determinado pela equação (3.5).

$$LOLP = \sum_{i \in S} p_i \quad (3.5)$$

em que  $LOLP$  é a probabilidade de perda de carga,  $p_i$  é a probabilidade do estado  $i$  do sistema e  $S$  é o conjunto de todos os estados do sistema associados com o corte de carga.

- *Loss of Load Expectation (LOLE)*– Perda de carga esperada: corresponde ao número médio de horas, em um determinado período de tempo (geralmente 1 ano), em que se espera que a carga seja maior que a capacidade de geração. O  $LOLE$  pode ser calculado pela equação (3.6).

$$LOLE = T \times \sum_{i \in S} p_i = T \times LOLP \quad (3.6)$$

em que  $LOLE$  é o número esperado de horas de déficit de potência (horas/ano),  $T$  é o período de tempo (h) e  $LOLP$  é a probabilidade de perda de carga.

- *Loss of Load Frequency (LOLF)*– Frequência de perda de carga. O  $LOLF$  é determinado pela equação (3.7).

$$LOLF = \sum_{i \in S} (F_i - f_i) \quad (3.7)$$

em que  $LOLF$  é a frequência de perda de carga,  $F_i$  é a frequência de saída do estado  $i$  do sistema e  $f_i$  é a porção de  $F_i$  que corresponde a não ultrapassar a barreira entre o conjunto de estados com perda de carga e o conjunto de estados sem perda de carga.

- *Loss of Load Duration (LOLD)*– Duração de perda de carga: é a duração média de perda de carga. Este índice é calculado através da equação (3.8).

$$LOLD = \frac{8760 \times LOLP}{LOLF} = \frac{LOLE}{LOLF} \quad (3.8)$$

- *Expected Power Not Supplied (EPNS)*– Valor esperado de potência não suprida: é o valor médio da potência não suprida. O EPNS pode ser determinado pela equação (3.9).

$$EPNS = \sum_{i \in S} C_i P_i \quad (3.9)$$

em que *EPNS* é o valor médio de potência não suprida (MWh),  $C_i$  é o corte de carga do sistema no estado *i*.

- *Expected Energy Not Supplied (EENS)*– Valor esperado de energia não suprida: é o valor esperado da energia não suprida pelo sistema em um determinado período de tempo (geralmente 1 ano). O índice EENS é calculado através da equação (3.10).

$$EENS = \sum_{i \in S} C_i F_i D_i = 8760 \times \sum_{i \in S} C_i P_i = 8760 \times EPNS \quad (3.10)$$

em que *EENS* é o valor esperado de energia não suprida (MWh) e  $D_i$  é a duração do estado *i* do sistema.

- Índice de Severidade (IS): é a duração equivalente (em minutos) da perda de toda a carga do sistema sob condições de pico de carga. O Índice de Severidade é determinado a partir da equação (3.11).

$$IS = \frac{60 \times EENS}{L} \quad (3.11)$$

em que *IS* é o índice de severidade (MWh) e *L* é o pico de carga anual do sistema (MW).

Segundo a IEEE Std 1366 (2003), confiabilidade pode ser medida pela frequência, duração e magnitude da perturbação na energia elétrica. Os três índices mais comuns conforme definido nessa normativa, são:

- *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)*: O índice de frequência média de interrupção do sistema indica com que frequência média um cliente sofre interrupção de energia, em um período de tempo definido.

- *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)*: O índice de duração média de interrupção do sistema indica a duração total de interrupção em um período de tempo definido.

- Customer Average Interruption Duration Index (*CAIDI*): O índice de duração média de interrupção do cliente indica o tempo médio para reestabelecimento do fornecimento.

Os índices SAIFI, SAIDI são denominados no Brasil por: FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, respectivamente. Ressalta-se que esses índices são índices de confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição.

A metodologia proposta nesse trabalho visa transformadores de potência, os quais se enquadram em sistemas compostos geração-transmissão. Logo, a avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos é direcionada a confiabilidade composta (NH2). Nesse trabalho, os índices avaliados são LOLD, LOLF, EENS e Índice de Severidade.

### **3.3 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO**

O presente capítulo apresentou a fundamentação teórica no que se refere a modelos térmicos e envelhecimento equivalente de transformadores de potência presentes em normativas. Diante ao panorama de modelos térmicos, apresentados na seção 2.1 e na seção 3.1, para a determinação das temperaturas internas de transformadores de potência existentes na literatura, a metodologia adotada nesse trabalho é o modelo térmico alternativo apresentado na IEEE Std C57.91 (2011), ou seja, o método proposto em seu anexo G. De forma análoga, ao que se refere ao cálculo do envelhecimento equivalente (envelhecimento do isolamento) do transformador, a metodologia utilizada é a apresentada em IEEE (2011). A escolha da metodologia presente na IEEE Std C57.91 (2011), tanto para o modelo térmico como para o cálculo do envelhecimento equivalente, se deve a simplicidade de implementação, bem como pela normativa atender os requisitos necessários junto as demais análises.

Esse capítulo também contemplou a fundamentação teórica no que tange a confiabilidade de sistemas elétricos de potência, abordando, principalmente, a confiabilidade composta (NH2), ou seja, a avaliação da confiabilidade composta dos sistemas de geração e transmissão, foco deste trabalho.

## **4 METODOLOGIA PROPOSTA**

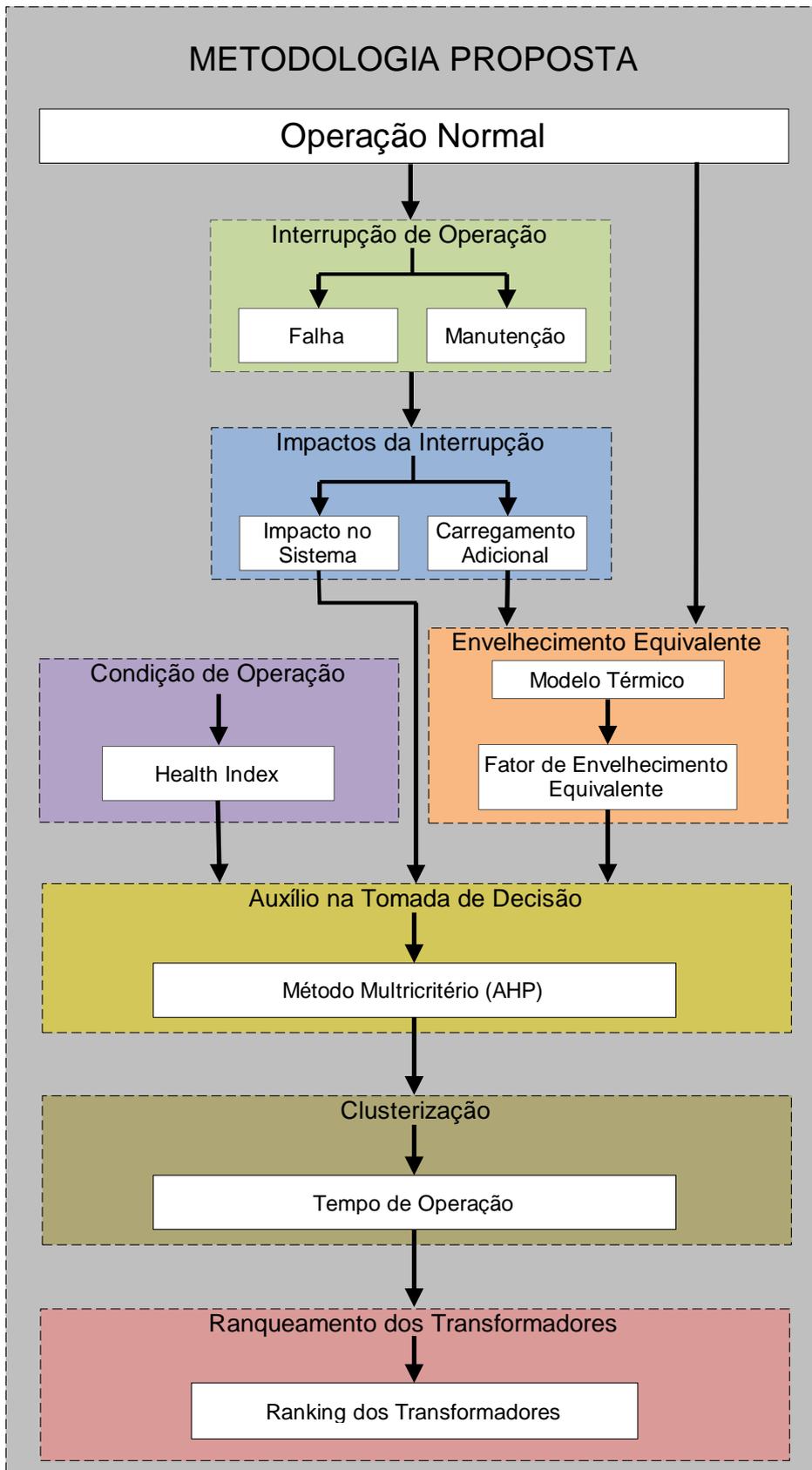
Nesse trabalho é apresentada uma metodologia para a priorização de substituição de transformadores de potência em subestações, através de uma análise multicritério, baseada nas características de vida útil (fator de risco de falha), envelhecimento equivalente contínuo através de análise de temperatura de operação, bem como o fator de impacto (importância) do equipamento para o sistema.

Ressalta-se que este trabalho não está focado no planejamento de sistemas elétricos de potência, mas sim na avaliação das condições de operação de transformadores de potência e sua importância no sistema elétrico em que opera, a fim de auxiliar no processo de planejamento de substituição destes equipamentos.

### **4.1 ARQUITETURA DA METODOLOGIA PROPOSTA**

Na Figura 4.1 é apresentada a arquitetura da metodologia proposta, onde se propõe que seja considerado o fator de impacto (importância sistemática) de transformadores de potência no sistema em que opera, além das condições de operação destes equipamentos (fator de risco de falha), no processo de tomada de decisão de substituição de unidades transformadoras em subestações de energia.

Figura 4.1 – Arquitetura da metodologia proposta.



Fonte: Do autor.

Conforme observado na Figura 4.1, a metodologia considera os transformadores operando em condições normais. A primeira etapa da metodologia consiste da análise dos impactos da interrupção de operação do transformador, devido a falha de algum equipamento ou desligamento para manutenção. Nesse trabalho, conforme Figura 4.1, os impactos da interrupção podem ser um carregamento adicional em outra unidade transformadora, ou até mesmo um impacto no sistema elétrico geral. O impacto no sistema é determinado através da importância estrutural de índices de confiabilidade composta (LOLD, LOLE, EENS, IS).

Na segunda etapa da metodologia proposta, Figura 4.1, a condição de operação normal dos transformadores, associada à ocorrência ou não de um carregamento adicional nesses equipamentos, é inserida a um modelo térmico, a fim de se determinar as temperaturas internas de operação desses. A partir do modelo térmico, realiza-se a análise do envelhecimento equivalente do transformador, ou seja, a avaliação da velocidade do envelhecimento adicional a que está sendo submetido o equipamento, diante as condições de carregamento e condições climáticas.

Adicionalmente, a avaliação global da condição de operação dos transformadores é realizada através do *Health Index*, na terceira etapa da metodologia.

Conforme se observa na Figura 4.1, a quarta etapa da metodologia compreende a determinação dos pesos dos fatores envolvidos na metodologia proposta, com o auxílio do método multicriterial *Analytic Hierarchy Process (AHP)*, a partir dos resultados das análises de *Health Index*, Impacto no Sistema e Envelhecimento Equivalente.

Na quinta etapa da metodologia proposta, Figura 4.1, é realizada a clusterização dos transformadores, ou seja, o agrupamento das unidades transformadoras por faixas, com base no tempo de operação dos equipamentos. Neste processo são consideradas três faixas de tempo de operação: Faixa 1 – tempo de operação entre 0 e 20 anos; Faixa 2 – tempo de operação entre 21 e 30 anos; Faixa 3 – tempo de operação acima de 30 anos.

Por fim, a última etapa da metodologia proposta é a realização do ranqueamento dos transformadores. O ranqueamento das unidades transformadoras tem a finalidade de elencar a prioridade de substituição desses equipamentos nas subestações, ou seja, os equipamentos mais críticos no sistema (maior risco técnico e de maior relevância sistêmica).

A atualização dos dados e a determinação do *Health Index* dos transformadores são realizadas, geralmente, anualmente, porém, podendo se dar em um intervalo de tempo menor. Caso a concessionária faça o monitoramento e a aquisição dos dados de forma automática e em tempo real, o cálculo do Health Index pode ser realizado no menor período de tempo necessário.

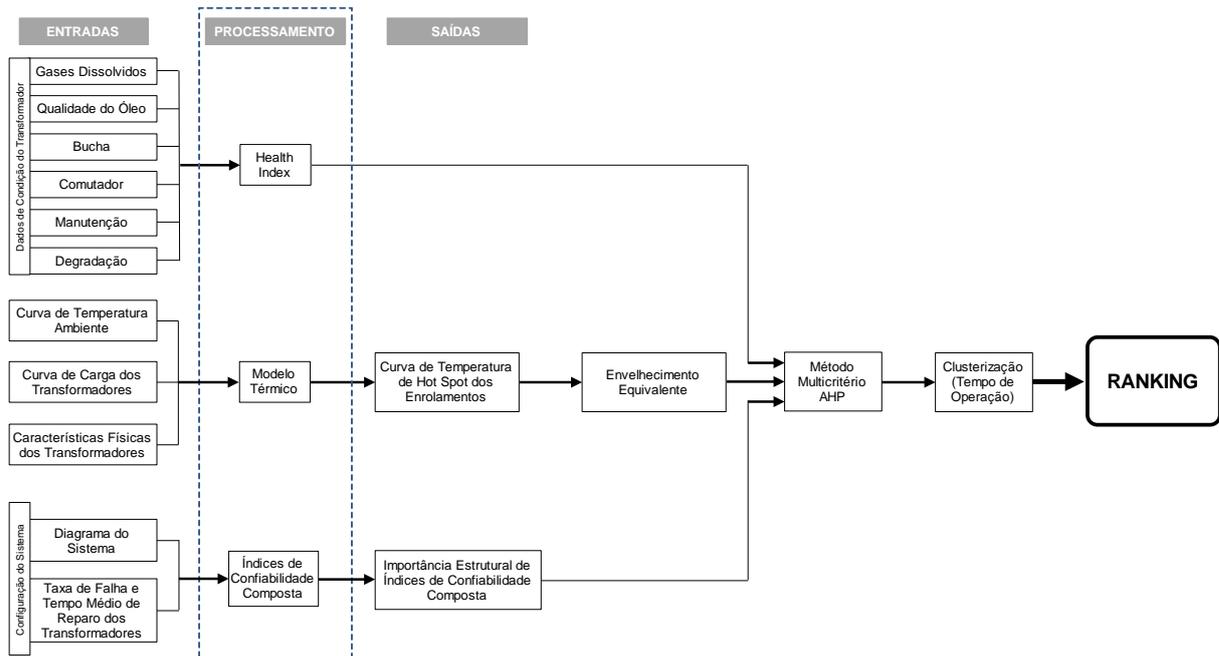
A determinação do envelhecimento equivalente dos transformadores pode ser realizada diariamente, visto que o ciclo de carregamento de uma unidade transformadora e a curva de temperatura ambiente se encerram a cada 24h. No entanto, a concessionária de energia pode optar por realizar o cálculo desse fator em qualquer intervalo de tempo (menor ou maior que 24h).

Já a obtenção dos índices de confiabilidade composta (LOLD, LOLF, EENS e IS), para o cálculo da importância estrutural, pode ser realizada quando houver alteração da taxa de falha e tempo médio de reparo das unidades transformadoras, a inserção/exclusão de algum transformador, acréscimo/decrécimo de carga no sistema ou reconfiguração do sistema, visto que a configuração das subestações e do sistema elétrico é estática.

Por fim, o ranqueamento dos transformadores pode ser realizado a qualquer intervalo de tempo, uma vez que é dependente dos índices supracitados.

O diagrama de blocos da Figura 4.2 detalha as etapas do modelo proposto.

Figura 4.2 – Estrutura detalhada da metodologia proposta.



Fonte: Do autor.

As etapas compreendidas na metodologia proposta são apresentadas em detalhes nas seções 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 e 4.7.

## 4.2 IMPACTOS DA INTERRUPTÃO DE OPERAÇÃO

De acordo com a Figura 4.1, os impactos da interrupção de operação é a primeira etapa da metodologia proposta. Essa interrupção de operação pode ser devido a uma falha ou parada para manutenção, e pode gerar alguns impactos, podendo ocasionar um carregamento adicional em transformadores operando no mesmo sistema que o equipamento em análise, ou impacto no sistema elétrico geral.

A análise de “carregamento adicional” consiste na análise da ocorrência ou não de um carregamento extra, ao carregamento em operação normal, em alguma unidade transformadora da subestação, ocasionado devido à interrupção de operação de algum transformador. Essa análise é utilizada como entrada para o modelo térmico, o qual tem a finalidade de verificar o comportamento térmico de um transformador durante carregamentos cíclicos normais e na presença de condições de carregamentos adicionais.

Já a análise do “impacto no sistema” tem a finalidade de verificar a importância de cada transformador no sistema em que opera. Nesse trabalho, a verificação do impacto no sistema elétrico de cada unidade transformadora é realizada através da análise da importância estrutural de índices de confiabilidade composta (NH2). A importância estrutural do transformador consiste em analisar os índices de confiabilidade composta do sistema com o equipamento operando sem probabilidade de falhar, e com a unidade transformadora sob condição de indisponibilidade operativa. A diferença dos índices de confiabilidade composta nestes dois casos se denomina importância estrutural.

Os índices de confiabilidade composta analisados nesse trabalho são: Loss of Load Frequency (LOLF), Loss of Load Duration (LOLD), Expected Energy Not Supplied (EENS) e Índice de Severidade (IS). A obtenção desses índices é realizada por meio do programa NH2<sup>®</sup>, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

O programa computacional NH2 é um programa destinado às avaliações probabilísticas de confiabilidade composta, para sistemas elétricos de grande porte. O NH2 é composto de métodos e modelos numéricos, incluindo modelos completos de rede (ANAREDE e FLUPOT), que garantem flexibilidade e eficiência em uma grande variedade de análises, tendo como destaque, solução automática de contingências e a análise de aderência ao critério "N-1". Sua interface gráfica permite a geração automática de casos de confiabilidade através da importação de um arquivo histórico do programa ANAREDE e inclusão de dados típicos de confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

Para a obtenção dos índices de confiabilidade composta, por meio do programa NH2<sup>®</sup>, é necessária a inserção da taxa de falhas (falhas/ano) e do tempo médio de reparo (h) de cada unidade transformadora. Para cada um desses índices, é determinada a importância estrutural, conforme as equações (4.1 – 4.4).

$$\Delta_{LOLF} = \left| LOLF_{100\%} - LOLF_{off} \right| \quad (4.1)$$

$$\Delta_{LOLD} = \left| LOLD_{100\%} - LOLD_{off} \right| \quad (4.2)$$

$$\Delta_{EENS} = |EENS_{100\%} - EENS_{off}| \quad (4.3)$$

$$\Delta_{IS} = |IS_{100\%} - IS_{off}| \quad (4.4)$$

em que  $\Delta_{LOLF}$  é a importância estrutural do índice LOLF,  $LOLF_{100\%}$  é o valor do índice sem a probabilidade do equipamento falhar (taxa de falhas = 0; tempo médio de reparo = 0),  $LOLF_{off}$  é o valor do índice com a unidade transformadora sob condição de indisponibilidade operativa,  $\Delta_{LOLD}$  é a importância estrutural do índice LOLD,  $LOLD_{100\%}$  é o valor do índice sem a probabilidade do equipamento falhar,  $LOLD_{off}$  é o valor do índice com a unidade transformadora sob condição de indisponibilidade operativa,  $\Delta_{EENS}$  é a importância estrutural do índice EENS,  $EENS_{100\%}$  é o valor do índice sem a probabilidade do equipamento falhar,  $EENS_{off}$  é o valor do índice com a unidade transformadora sob condição de indisponibilidade operativa,  $\Delta_{IS}$  é a importância estrutural do Índice de Severidade,  $IS_{100\%}$  é o valor do índice sem a probabilidade do equipamento falhar,  $IS_{off}$  é o valor do índice com a unidade transformadora sob condição de indisponibilidade operativa.

#### 4.2.1 Exemplo de Aplicação

Considerando oito unidades transformadoras, com seus respectivos valores dos índices de confiabilidade composta, conforme apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Índices de confiabilidade composta das unidades transformadoras analisadas.

<b>Transformador</b>	<b>Estado Operativo</b>	<b>LOLD</b>	<b>LOLF</b>	<b>EENS</b>	<b>ÍS</b>
1	100%	1,13	10,05	107,2	2,056
	Off	1,18	10,40	124,8	2,392
2	100%	0,89	12,75	108,9	2,087
	Off	0,91	13,41	148,9	2,855
3	100%	1,06	9,90	106,3	2,039
	Off	0,99	11,46	165,8	3,179
4	100%	1,13	10,05	107,2	2,056
	Off	0,97	12,59	139,9	2,682
5	100%	1,13	10,05	107,2	2,056
	Off	1,13	10,05	107,2	2,065

<b>Transformador</b>	<b>Estado Operativo</b>	<b>LOLD</b>	<b>LOLF</b>	<b>EENS</b>	<b>ÍS</b>
6	100%	0,61	18,66	104,2	1,997
	Off	0,65	18,81	140,4	2,692
7	100%	1,36	7,085	94,03	1,803
	Off	1,36	7,085	94,03	1,803
8	100%	1,13	10,05	107,2	2,056
	Off	1,10	12,61	301,5	5,779

Fonte: Do autor.

A partir das informações dos transformadores, Tabela 4.1, e das equações (4.1 – 4.4), a importância estrutural dos índices de confiabilidade composta dos equipamentos analisados é determinada. Esses resultados são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Importância estrutural das unidades transformadoras analisadas.

<b>Transformador</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
1	0,05	0,35	17,6	0,336
2	0,02	0,66	40,0	0,768
3	0,07	1,56	59,5	1,140
4	0,16	2,54	32,7	0,626
5	0,00	0,00	0,00	0,009
6	0,04	0,15	36,2	0,695
7	0,00	0,00	0,00	0,000
8	0,03	2,56	194,3	3,723

Fonte: Do autor.

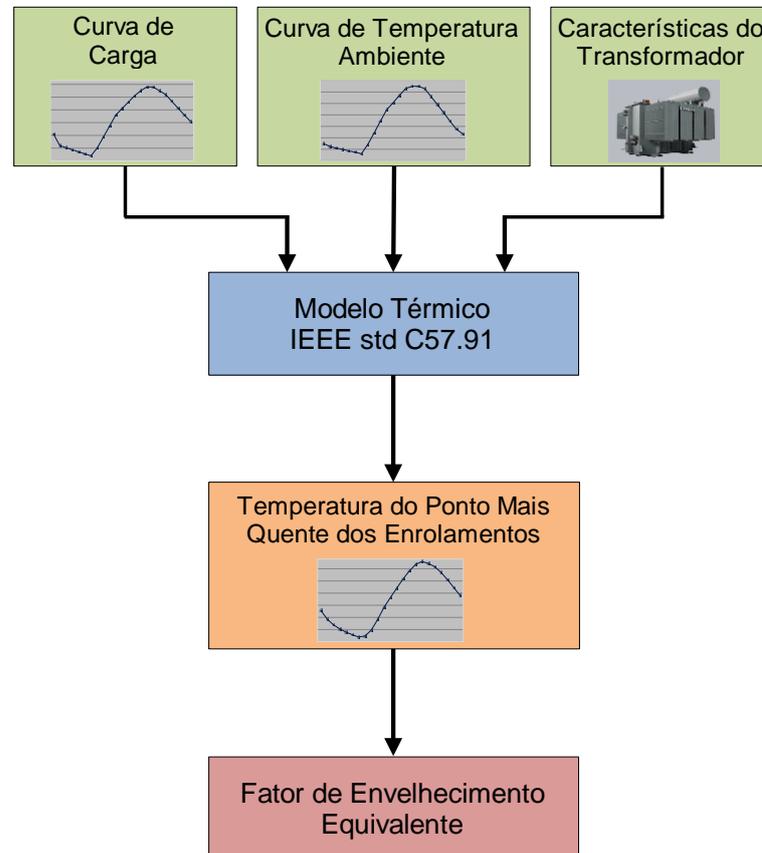
Conforme se observa, a partir Tabela 4.2, os transformadores 1, 2, 3, 4, 6 e 8, possuem maiores valores de importância estrutural para os índices de confiabilidade composta. Isso se deve ao fato desses equipamentos possuírem maior importância sistemática no sistema elétrico.

### 4.3 MODELO TÉRMICO E ENVELHECIMENTO EQUIVALENTE

De acordo com a metodologia proposta, Figura 4.1, a segunda etapa é a determinação do envelhecimento equivalente. Na Figura 4.3 é apresentada a

arquitetura para a determinação das temperaturas internas e o envelhecimento equivalente dos transformadores de potência.

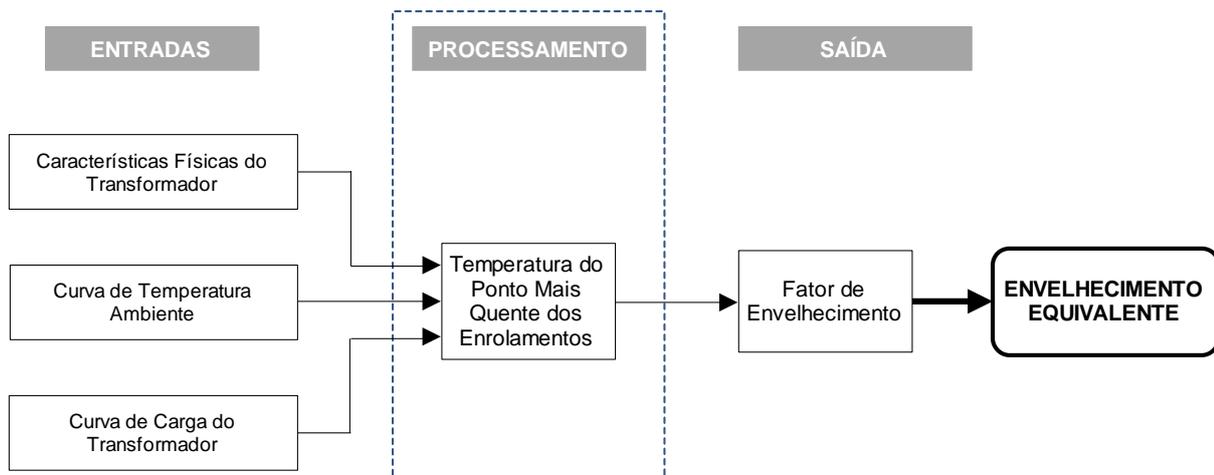
Figura 4.3 – Estrutura do modelo térmico e envelhecimento equivalente.



Fonte: Do autor.

Conforme Figura 4.3, as temperaturas internas do transformador são determinadas a partir do modelo térmico, com base nas características físicas do equipamento, curva de carregamento e temperatura ambiente. A partir da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, determina-se o fator de envelhecimento equivalente (envelhecimento equivalente) da unidade transformadora. Na Figura 4.4 é detalhado o processo de determinação da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, bem como o envelhecimento equivalente.

Figura 4.4 – Estrutura para determinação do envelhecimento equivalente.



Fonte: Do autor.

A metodologia adotada nesse trabalho, para a determinação das temperaturas internas do transformador, é o modelo térmico constante no Anexo G da *IEEE Std C57.91 - 2011 IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators* (IEEE, 2011). O equacionamento completo do modelo térmico dessa normativa é detalhado no anexo G da IEEE Std C57.91 (IEEE, 2011).

De acordo com a IEEE Std C57.91 (2011), a determinação do envelhecimento adicional a que está sendo submetido o transformador (envelhecimento equivalente) é realizada a partir do fator de envelhecimento equivalente ( $F_{EQA}$ ), conforme a equação (4.5).

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (4.5)$$

em que  $F_{EQA}$  é o fator de envelhecimento equivalente para o período de tempo total,  $n$  é o índice de intervalo de tempo,  $N$  é o número total de intervalos de tempo,  $\Delta t_n$  é o intervalo de tempo e  $F_{AA_n}$  é o fato de aceleração do envelhecimento para a temperatura em que se encontra o enrolamento em cada intervalo de tempo  $\Delta t_n$ .

#### 4.3.1 Exemplo de Aplicação

Considerando um transformador sujeito as temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos, conforme apresentadas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Dados para contextualização do fator de envelhecimento equivalente.

<i>Hora</i>	<i>Temperatura do Ponto mais Quente (°C)</i>
1:00	80,0
2:00	72,8
3:00	72,9
4:00	72,8
5:00	71,8
6:00	71,8
7:00	73,0
8:00	74,2
9:00	85,1
10:00	92,2
11:00	99,1
12:00	104,6
13:00	109,2
14:00	112,8
15:00	116,0
16:00	117,8
17:00	125,0
18:00	130,0
19:00	125,0
20:00	114,0
21:00	104,8
22:00	97,9
23:00	93,2
24:00	87,6

Fonte: Adaptado de IEEE (2011).

Partindo desses dados e da equação (3.3), o fator de aceleração de envelhecimento ( $F_{AA}$ ) para o transformador analisado, a cada instante de tempo, é exibido na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Fator de aceleração de envelhecimento.

<i>Hora</i>	<i>Temperatura do Ponto mais Quente (°C)</i>	<i>F<sub>AA</sub></i>
1:00	80,0	0,036
2:00	72,8	0,015
3:00	72,9	0,015
4:00	72,8	0,015
5:00	71,8	0,013
6:00	71,8	0,013
7:00	73,0	0,015
8:00	74,2	0,018
9:00	85,1	0,066
10:00	92,2	0,148
11:00	99,1	0,318
12:00	104,6	0,571
13:00	109,2	0,921
14:00	112,8	1,329
15:00	116,0	1,830
16:00	117,8	2,185
17:00	125,0	4,376
18:00	130,0	6,984
19:00	125,0	4,376
20:00	114,0	1,499
21:00	104,8	0,583
22:00	97,9	0,279
23:00	93,2	0,166
24:00	87,6	0,088
<b>Somatório = 25,857</b>		

Fonte: Do autor, adaptado de IEEE (2011).

A partir da equação (4.5), com base nas informações da Tabela 4.4, o fator de envelhecimento equivalente ( $F_{EQA}$ ) é

$$F_{EQA} = \frac{25,857}{24} = 1,077 \quad (4.6)$$

Logo, o  $F_{EQA}$  deste transformador seria igual a 1,077, ou seja, um envelhecimento equivalente de 1,077 dias ou 25,857 horas, para um período de análise de 24 horas.

#### 4.4 HEALTH INDEX

A terceira etapa da metodologia proposta, Figura 4.1, é o cálculo do HI do transformador. Os diversos modelos e métodos de cálculo do *Health Index* existentes na literatura são inaplicáveis aos transformadores de potência do parque brasileiro, uma vez que os parâmetros monitorados pelas metodologias existentes são diferentes dos parâmetros monitorados pelas concessionárias brasileiras.

Diante disso, com o objetivo de compatibilizar o HI com a realidade das concessionárias brasileiras, uma metodologia, para o cálculo do *Health Index* de transformadores, com base no panorama de dados dessas companhias, é utilizada nesse trabalho. Essa metodologia é apresentada em sua totalidade em Carraro (2017), e de forma reduzida no Apêndice A.

Conforme Carraro (2017), a metodologia de *Health Index* é composta por seis fatores:

- FAGD: Fator de análise de gases dissolvidos no óleo isolante.
- FF&Q: Fator de ensaio físico-químico do óleo mineral isolante.
- FCDC: Fator de condição do comutador de derivação.
- FBUC: Fator de condição da bucha.
- FMAN: Fator de manutenção dos acessórios.
- FDEG: Fator de degradação do transformador.

Os fatores individuais calculados são ponderados, e um índice geral da condição de operação (HI) é determinado para cada transformador, conforme equação (4.7), com base nos valores de escala e pesos apresentados na Tabela A. 10.

$$HI = \frac{\sum_{i=1}^6 Fator_i \times W_i}{\sum_{i=1}^6 W_i} \quad (4.7)$$

em que  $Fator_i$  é o valor de cada fator de condição e  $W_i$  é peso atribuído para os fatores.

##### 4.4.1 Exemplo de Aplicação

Considerando oito unidades transformadoras, com seus respectivos valores dos fatores de análise de condição, conforme apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Fatores de condição.

<i>Transformador</i>	<i>Tempo de Operação (anos)</i>	<i>FAGD</i>	<i>FF&amp;Q</i>	<i>FBUC</i>	<i>FMAN</i>	<i>FCDC</i>	<i>FDEG</i>
1	20	3,61	3,07	2,07	2,20	3,43	2,0
2	8	3,25	4,67	1,20	2,56	4,57	5,0
3	5	4,17	4,07	1,50	3,22	5,00	5,0
4	26	3,33	3,67	1,60	1,81	3,43	2,0
5	7	3,50	4,07	1,73	2,43	4,57	5,0
6	38	2,53	3,07	1,37	2,95	2,86	1,0
7	35	4,03	2,00	1,43	3,33	4,71	2,0
8	43	4,00	0,93	1,53	2,57	3,57	1,0

Fonte: Do autor.

A partir da equação (4.7) e das informações dos transformadores, Tabela 4.5, o *Health Index* para os equipamentos analisados são ilustrados na Tabela 4.6.

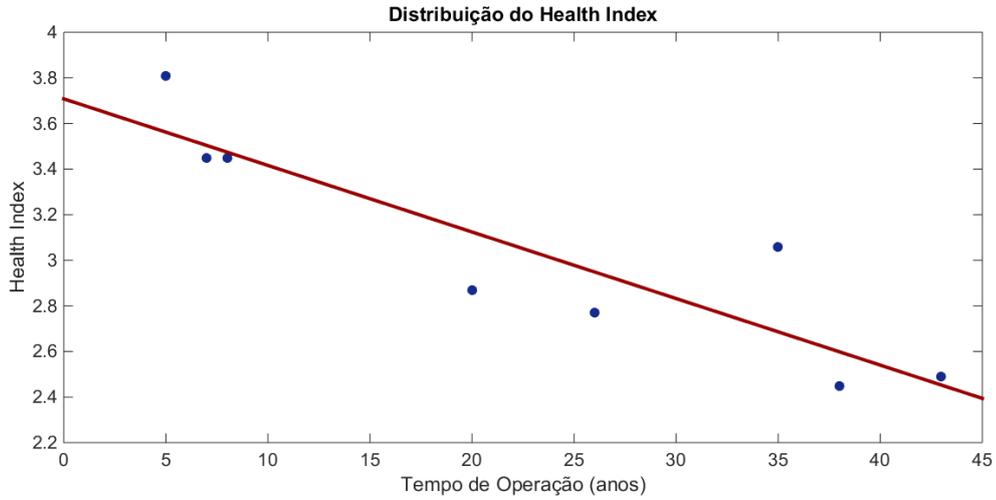
Tabela 4.6 – Health Index das unidades transformadoras analisadas.

<i>Transformador</i>	<i>Health Index</i>
1	2,87
2	3,45
3	3,81
4	2,77
5	3,45
6	2,45
7	3,06
8	2,49

Fonte: Do autor.

Na Figura 4.5 é apresentado o comportamento do *Health Index* em função do tempo de operação, para os transformadores analisados.

Figura 4.5 – Distribuição do Health Index em função do tempo de operação.

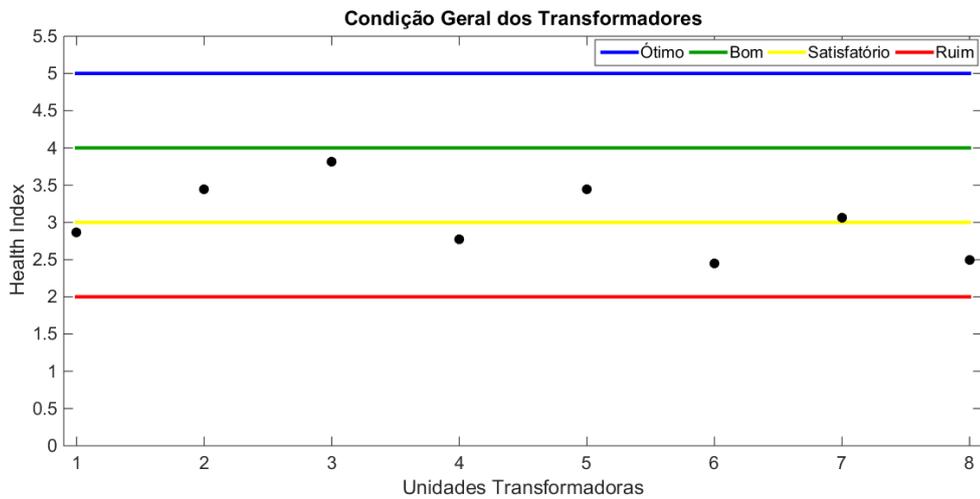


Fonte: Do autor.

Com base na Figura 4.5, é possível observar a relação entre o tempo de operação dos transformadores e o valor do *Health Index*, uma vez que quanto maior o tempo que o equipamento se encontra em operação, pior é a condição da unidade, ou seja, menor o valor do *Health Index*.

Na Figura 4.6 é apresentada a condição geral de operação dos transformadores, baseada nos valores de *Health Index* calculados e na classificação dada pela Tabela A. 11.

Figura 4.6 – Condição geral dos transformadores.



Fonte: Do autor.

Como pode ser observado na Figura 4.6, 50% dos transformadores apresentam condição geral de operação “Satisfatório”, e 50% dos equipamentos apresentam condição “Bom”.

#### 4.5 MÉTODO MULTICRITÉRIO PARA AUXÍLIO À TOMADA DE DECISÃO

De acordo com a Figura 4.1, a quarta etapa da metodologia proposta é a utilização do método multicritério para o auxílio à tomada de decisão de substituição de transformadores de potência em subestações de energia. Conforme apresentado na revisão bibliográfica, existem diversos métodos multicritérios, sendo que nesse trabalho é utilizado o AHP. Essa escolha se deve ao fato de que o método AHP atende as necessidades requeridas, além de ser um método simples e de fácil implementação.

A partir da matriz de comparações, determinada por especialistas na área, calcula-se o peso de cada critério analisado, de acordo com a equação (4.8), conforme Pamplona (1997). O equacionamento completo do método AHP é apresentado na seção 2.3.4.

$$W_i = \frac{\left( \prod_{j=1}^n a_{ij} \right)^{1/n}}{\sum_{i=1}^n \left( \prod_{j=1}^n a_{ij} \right)^{1/n}} \quad (4.8)$$

em que  $W_i$  é o peso do critério  $i$ ,  $i$  e  $j$  são os índices dos critérios avaliados para a par,  $a_{ij}$  é o grau de importância do critério  $i$  sobre o critério  $j$  e  $n$  é o número de critérios. O somatório dos valores dos pesos dos critérios analisados deve ser igual a 1, ou seja, 100%.

##### 4.5.1 Exemplo de Aplicação – Método AHP

Considerando seis critérios, para a exemplificação do método AHP, é montada a matriz de comparação, a partir da opinião de um especialista, com base na escala numérica de comparação de Saaty (1987), Tabela 2.1. A matriz de julgamento é apresentada na Tabela 4.7. O especialista, também chamado de decisor, é um indivíduo que possui conhecimentos especiais em determinada

prática, atividade ou área. Caso utilize-se mais de um especialista para o julgamento dos critérios, a integralização dos resultados dos especialistas, em apenas uma matriz de comparação, é realizada através da equação (2.6).

Tabela 4.7 – Matriz de comparações.

	$\Delta_{IS}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	<b>FEQA</b>	<b>HI</b>
$\Delta_{IS}$	1	4	3	2	0,17	0,25
$\Delta_{EENS}$	0,25	1	0,20	0,25	0,11	0,14
$\Delta_{LOLD}$	0,33	5	1	0,33	0,14	0,20
$\Delta_{LOLF}$	0,50	4	3	1	0,17	0,25
<b>FEQA</b>	6	9	7	6	1	2
<b>HI</b>	4	7	5	4	0,5	1

Fonte: Do autor.

A partir da matriz de comparação, é calculado o peso de cada critério analisado, através da equação (4.9), conforme segue:

$$W = \begin{matrix} W_{IS} \\ W_{EENS} \\ W_{LOLD} \\ W_{LOLF} \\ W_{FEQA} \\ W_{HI} \end{matrix} = \begin{bmatrix} 0,109 \\ 0,026 \\ 0,055 \\ 0,086 \\ 0,44 \\ 0,279 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

A seguir, determina-se o indicador de consistência de julgamento do especialista, aplicando a equação (2.3), que expressa a consistência do julgamento do decisor. Para tanto, é necessário determinar o valor do índice aleatório de consistência (IR), definido através da Tabela 2.2. Além disso, para o cálculo do RC, é necessário determinar o índice de consistência (IC), equação (2.4), que é dependente do número de critérios e do autovalor da matriz de comparação, determinado pela equação (2.5). Nesse sentido, a Tabela 4.8 apresenta os valores de  $\lambda_{max}$ , IR e IC.

Tabela 4.8 – Autovalor, índice aleatório de consistência e índice de consistência.

$\lambda_{max}$	<b>IR</b>	<b>IC</b>
6,33	1,25	0,067

Fonte: Do autor.

A partir dos valores da Tabela 4.8, calcula-se razão de consistência da matriz de comparação, através da equação (4.10).

$$RC = \frac{0,067}{1,25} = 0,0704 \quad (4.10)$$

Dessa forma, pode-se observar que o valor de RC é menor que o limite tolerável de 0,1 (10%), validando o julgamento do especialista.

#### 4.6 CLUSTERIZAÇÃO

Para a realização do ranqueamento das unidades transformadoras é realizado um agrupamento dos equipamentos por faixa de tempo de operação dos mesmos, conforme Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Agrupamento por faixa de tempo de operação.

	<b>Faixa 1</b>	<b>Faixa 2</b>	<b>Faixa 3</b>
<b>Tempo de Operação (anos)</b>	0 - 20	21 - 30	> 30

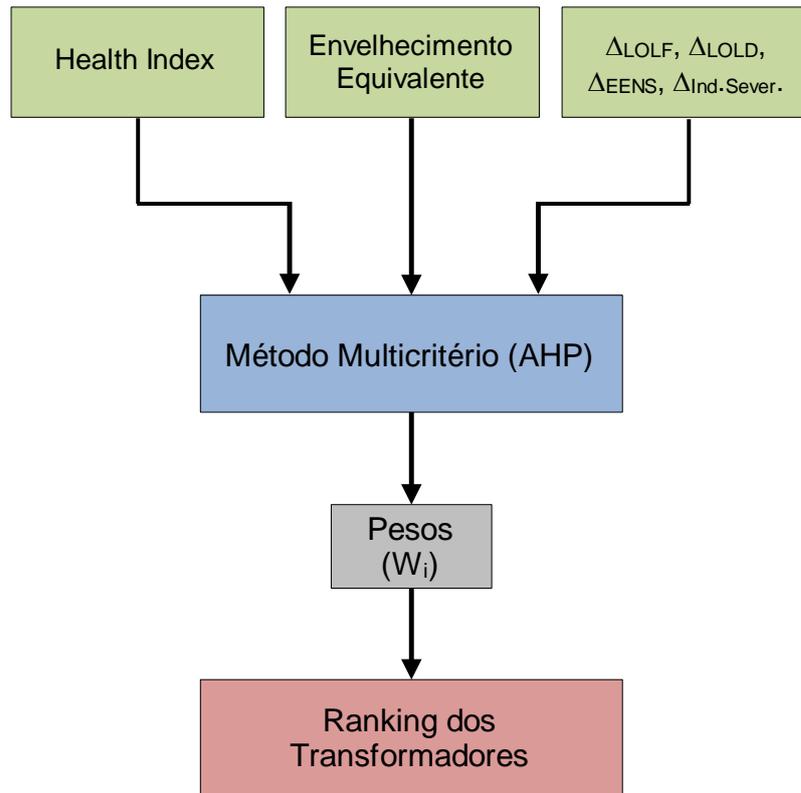
Fonte: Do autor.

Segundo Tabela 4.9, os transformadores são agrupados em três faixas, de acordo com o seu respectivo tempo de operação.

#### 4.7 RANQUEAMENTO DOS TRANSFORMADORES

A última etapa da metodologia, Figura 4.1, consiste da priorização da necessidade de substituição dos transformadores de potência nas subestações, realizada através do ranqueamento desses equipamentos, conforme arquitetura da Figura 4.7.

Figura 4.7 – Arquitetura para ranqueamento dos transformadores.



Fonte: Do autor.

Conforme se observa no organograma da Figura 4.7, o método de tomada de decisão multicriterial AHP é utilizado na determinação dos pesos dos fatores envolvidos na metodologia proposta (*Health Index*, Envelhecimento Equivalente,  $\Delta_{LOLF}$ ,  $\Delta_{LOLD}$ ,  $\Delta_{EENS}$ ,  $\Delta_{IS}$ ).

Além da determinação dos pesos de cada um dos fatores, é necessário realizar a normalização dos valores destes fatores para cada uma das unidades transformadoras. A fim de maximizar o valor da variável *Ranking*, a normalização dos fatores envolvidos na metodologia proposta, dentro de cada faixa de tempo de operação, é calculada pela equação (4.11).

$$C_n = \frac{C}{\max(C_i)} \quad (4.11)$$

em que  $C_n$  é o elemento normalizado do fator  $i$ ,  $C$  é o elemento do fator  $i$  a ser normalizado e  $C_i$  é o elemento pertencente ao fator  $i$ .

Definidos os pesos e realizada a normalização dos valores de cada um dos fatores, o ranking dos transformadores é determinado através da equação (4.12).

$$\begin{aligned}
 \text{Ranking} = & \frac{1}{HI} \times W_{HI} + F_{EQA} \times W_{FEQA} + \Delta_{LOLF} \times W_{\Delta LOLF} + \Delta_{LOLD} \times W_{\Delta LOLD} + \\
 & + \Delta_{EENS} \times W_{\Delta EENS} + \Delta_{IS} \times W_{\Delta IS}
 \end{aligned} \tag{4.12}$$

em que  $HI$  é o Health Index,  $W_{HI}$  é o peso do Health Index,  $F_{EQA}$  é o Envelhecimento Equivalente,  $W_{FEQA}$  é o peso do envelhecimento equivalente,  $\Delta_{LOLF}$  é a importância estrutural do índice LOLF,  $W_{\Delta LOLF}$  é o peso do  $\Delta_{LOLF}$ ,  $\Delta_{LOLD}$  é a importância estrutural do índice LOLD,  $W_{\Delta LOLD}$  é o peso do  $\Delta_{LOLD}$ ,  $\Delta_{EENS}$  é a importância estrutural do índice EENS,  $W_{\Delta EENS}$  é o peso do  $\Delta_{EENS}$ ,  $\Delta_{IS}$  é a importância estrutural do Índice de Severidade,  $W_{\Delta IS}$  é o peso do  $\Delta_{IS}$

Desse modo, a partir do cálculo do índice *Ranking*, é realizada a classificação dos transformadores em ordem de prioridade de substituição, ou seja, quanto maior o valor do índice, maior é a prioridade de substituição do equipamento.

#### 4.7.1 Exemplo de Aplicação – Ranqueamento dos Transformadores

Supondo oito transformadores de potência com as características exibidas na Tabela 4.10. Os valores presentes na Tabela 4.10 estão normalizados, tendo como base o maior valor de cada um dos fatores.

Tabela 4.10 – Dados para exemplificação do ranqueamento.

<b>TR</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{Ind.Sever.}$	<b>HI</b>	<b>FEQA</b>
1	0,31	0,14	0,09	0,09	0,75	0,40
2	0,13	0,26	0,21	0,21	0,91	0,14
3	0,44	0,61	0,31	0,31	1,00	0,09
4	1,00	0,99	0,17	0,17	0,73	0,67
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,91	0,16
6	0,25	0,06	0,19	0,19	0,64	0,96
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	1,00
8	0,19	1,00	1,00	1,00	0,65	0,93

Fonte: Do autor.

Para a determinação dos pesos das variáveis que compõem a metodologia proposta, é utilizado o método multicriterial para auxílio à tomada de decisão AHP. Nesse método, é necessário que um especialista realize a comparação par a par das variáveis. Esta comparação indica o quanto um critério é mais relevante que o

outro. Na Tabela 4.7 é apresentada a matriz de comparações das variáveis, realizada por especialista. Partindo da matriz de comparações, Tabela 4.7, são determinados os pesos de cada uma das variáveis. Esses valores são mostrados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Peso das variáveis.

<i>Variável</i>	<i>Peso <math>W_i</math> (%)</i>
$\Delta_{IS}$	0,109
$\Delta_{EENS}$	0,026
$\Delta_{LOLD}$	0,055
$\Delta_{LOLF}$	0,086
<i>FEQA</i>	0,444
<i>HI</i>	0,279

Fonte: Do autor.

A partir da equação (4.12) e das informações das Tabelas (4.10 – 4.11), o índice *Ranking* e a classificação dos equipamentos em análise, em ordem de prioridade de substituição, são determinados. A Tabela 4.12 apresenta estes resultados.

Tabela 4.12 – Ranking e classificação dos transformadores.

<i>TR</i>	<i>Ranking</i>	<i>Classificação</i>
1	42,809	1º
2	35,081	5º
3	39,751	3º
4	36,676	4º
5	25,389	6º
6	22,312	8º
7	22,320	7º
8	41,280	2º

Fonte: Do autor.

Logo, como observado na Tabela 4.12, o transformador TR1 possui o maior valor do índice *Ranking*, obtendo, dessa forma, maior prioridade de substituição.

#### **4.8 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO**

Esse capítulo apresentou a metodologia proposta para a priorização da substituição de transformadores de potência em subestações de energia. Destacase, nesse modelo, a relevância em considerar, no processo de priorização, a importância sistemática do transformador de potência no sistema elétrico em que se encontra operando, realizada por meio da importância estrutural de índices de confiabilidade composta. Adicionalmente, na metodologia apresentada, é considerado o fator de risco de falha da unidade transformadora, expressa através das características de vida útil do equipamento.

## 5 ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DE RESULTADOS

A metodologia proposta nesse trabalho é parte de um Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da CEEE-GT, com parceria com a Universidade Federal de Santa Maria – UFSM e a empresa DIAGNO Materiais e Meio Ambiente. Para a contextualização da metodologia proposta, Figura 4.1, um estudo de caso é realizado neste trabalho. Para isto, são consideradas 104 unidades transformadoras da área de concessão da CEEE-GT, distribuídas em 38 subestações. CEEE-GT é uma empresa de economia mista pertencente ao Grupo CEEE, concessionária de serviços de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul. As características dos transformadores analisados são apresentadas na Tabela 5.21.

Tabela 5.1 – Características dos transformadores.

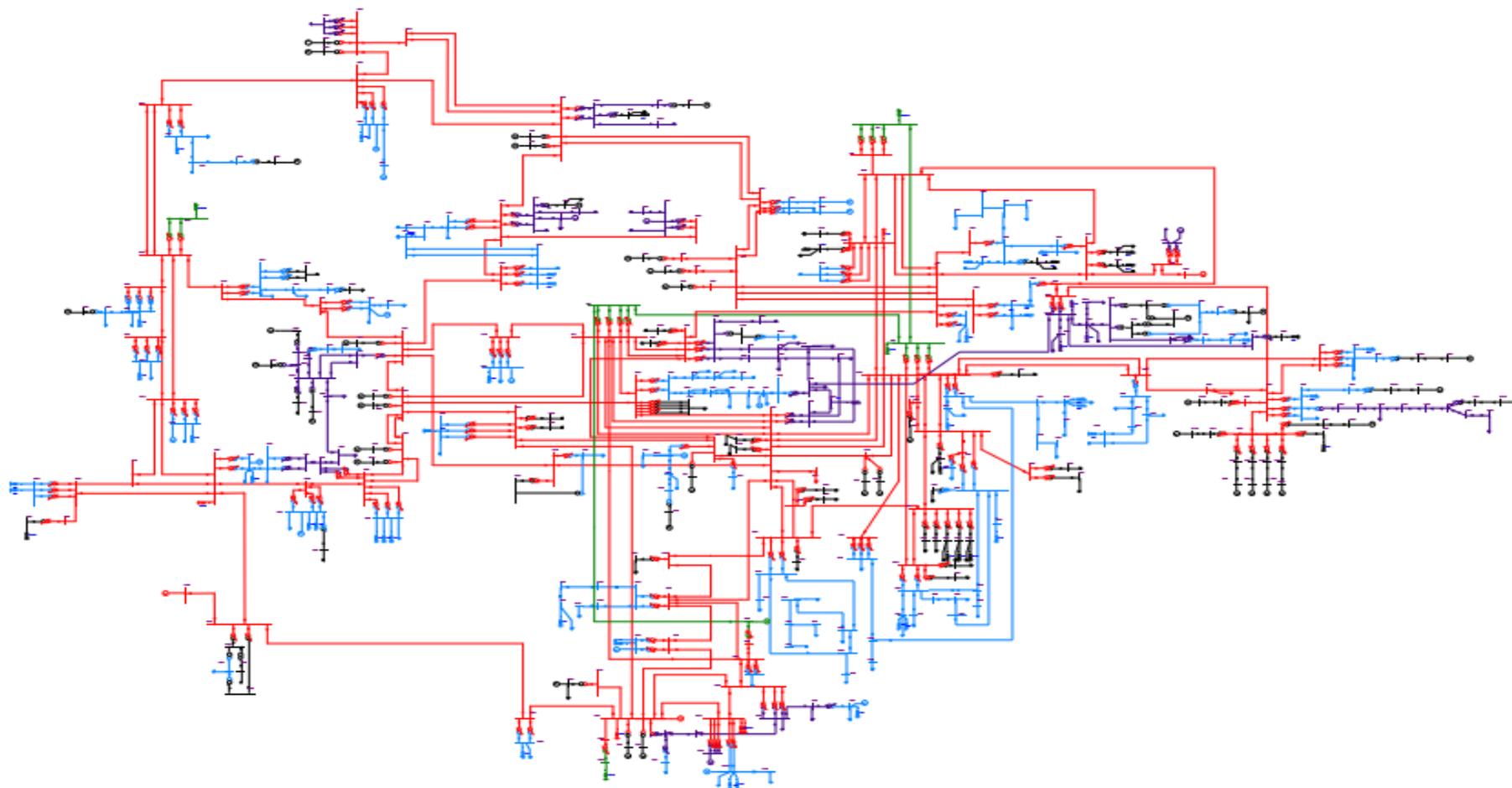
<b><i>Nível de Tensão</i></b>	<b><i>Tempo Médio de Operação</i></b>	<b><i>Tempo de Operação &gt;30 anos</i></b>
230 kV	20 anos	23 transformadores

Fonte: Do autor.

De acordo com a Tabela 5.1, o nível de tensão dos transformadores é igual a 230 kV. O tempo de operação médio desses equipamentos é de 20 anos, sendo que 22,1% desses apresentam idade superior a 30 anos.

Na Figura 5.1 é apresentado o diagrama do sistema elétrico considerado no estudo de caso.

Figura 5.1 – Sistema elétrico para estudo de caso.

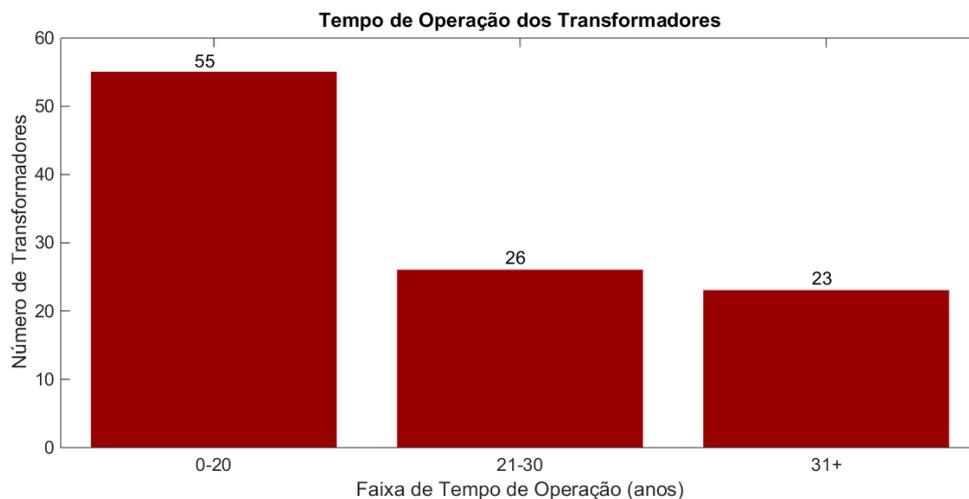


Fonte: Do autor.

Conforme se observa na Figura 5.1, as barras, linhas e equipamentos na coloração vermelha possuem o nível de tensão igual a 230 kV, foco desse estudo de caso para contextualização da metodologia proposta.

A distribuição das unidades transformadoras, com tensão igual a 230 kV, por faixa de tempo de operação é apresentada na Figura 5.2. Para melhor compreensão, cada uma das etapas compreendidas na metodologia proposta, Figura 4.1, também são contextualizadas.

Figura 5.2 – Distribuição dos transformadores por tempo de operação.



Fonte: Do autor.

A partir da Figura 5.2, verifica-se que 52,9% dos transformadores possuem tempo de operação menor e igual a 20 anos. A porcentagem de unidades transformadoras com tempo de operação entre 21 e 30 anos é igual a 25%. Complementarmente, 22,1% dos equipamentos possuem tempo de operação superior a 30 anos.

## 5.1 IMPORTÂNCIA ESTRUTURAL DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE COMPOSTA

Para a aplicação do estudo de caso na contextualização da metodologia proposta nesse trabalho, Figura 4.1, é necessário determinar a importância estrutural dos índices de confiabilidade composta considerados na metodologia. A importância estrutural dos índices de confiabilidade composta é determinada para as 104 unidades transformadoras, distribuídas em 38 subestações.

Nas Tabelas (5.2 – 5.4) são exibidos os valores de importância estrutural dos índices NH2, por faixa de tempo de operação, determinados a partir das equações (4.1 – 4.4), apresentadas na seção 4.2. A obtenção dos índices de confiabilidade composta foi realizada por meio do programa computacional NH2®.

Tabela 5.2 – Importância estrutural dos índices NH2 – faixa 1.

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR1	ALE2	0	0	0	0
TR2	ALE2	0	0	0	0
TR2	BAG2	0	0	0	0
TR1	CAM	0,05	0,356	17,520	0,336
TR5	CAM	0	0	0	0
TR1	CAX5	0	0	0	0
TR6	CBO	0	0	0	0
TR7	CBO	0	0	0	0
TR1	CIN	0	0	0	0,009
TR1	GAR1	0,02	0,661	40,042	0,768
TR2	GAR1	0,03	2,092	40,042	0,767
TR7	GRT	0	0	0	0
TR2	GUA2	0	0	0	0
TR3	LAJ2	0	0	0	0
TR4	LIV2	0	0	0	0
TR7	MBR	0	0	0	0
TR9	MBR	0	0	0	0
TR7	NPR2	0	0	0	0
TR5	OSO2	0	0	0	0
TR6	PAL6	0	0	0	0,008
TR1	PAL8	0	0	0	0
TR2	PAL8	0	0	0	0
TR3	PAL8	0	0	0	0
TR5	PAL9	0	0	0	0
TR1	PAL10	0	0	0	0
TR2	PAL10	0	0	0	0
TR5	PAL10	0	0	0	0,989
TR1	PAL13	0	0	0	0,017
TR2	PAL13	0	0	0	0,008
AT1	PEL3	0	0	0	0
AT2	PEL3	0	0	0	0
AT3	PEL3	0	0	0	0

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR8	PPE	0	0	0	0
AT1	QUI	0	0	0	0
AT2	QUI	0	0	0	0
AT3	QUI	0	0	0	0
TR5	QUI	0,07	1,564	<b>59,462</b>	<b>1,14</b>
TR2	SAG2	<b>0,14</b>	<b>2,301</b>	32,675	0,626
TR6	SBO2	0	0	0	0
TR7	SBO2	0	0	0	0
TR5	SCHAR2	0	0	0	0,012
TR5	SCR1	0	0	0	0
TR6	SCR1	0	0	0	0,009
TR7	SCR1	0	0	0	0,006
AT1	SMA3	0	0	0	0
AT2	SMA3	0	0	0	0
TR2	SMA3	0	0	0	0
TR5	SMA3	0	0	0	0
TR11	SMT	0	0	0	0
TR5	SRO1	0	0	0	0
TR6	SVI	0	0	0	0
AT1	TAQ	0	0	0	0
AT2	TAQ	0	0	0	0
TR2	URU5	0	0	0	0
TR5	URU5	0	0	0	0

Fonte: Do autor.

Tabela 5.3 – Importância estrutural dos índices NH2 – faixa 2.

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR1	BAG2	0	0	0	0
TR1	CAX2	0	0	0	0
TR2	CBO	0	0	0	0
TR3	CBO	0	0	0	0,001
TR1	CNA1	0	0	0	0,019
TR1	ELD	0	0	0	0,007
TR1	GRA2	0	0	0	0
TR1	GRT	0	0	0	0
TR1	GUA2	0	0	0	0
TR1	LAJ2	0	0	0	0
TR2	LAJ2	0	0	0	0
TR1	LIV2	0	0	0	0

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR1	NPR2	0	0	0	0
TR2	NPR2	0	0	0	0
TR1	OSO2	0	0	0	0
TR2	OSO2	0	0	0	0
TR4	PAL4	0	0	0	0,012
TR6	PAL4	0	0	0	0,016
TR2	PAL6	0	0	0	0
TR7	PPE	0	0	0	0
TR1	SAG2	<b>0,16</b>	<b>2,544</b>	<b>32,675</b>	<b>0,626</b>
TR1	SBO2	0	0	0	0
TR2	SCR1	0	0	0	0
TR1	SMA3	0	0	0	0
TR1	SVI	0	0	0	0
TR2	SVI	0	0	0	0

Fonte: Do autor.

Tabela 5.4 – Importância estrutural dos índices NH2 – faixa 3.

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR1	CBO	0	0	0	0
AT1	CIN	0	0	0	0
AT2	CIN	0	0	0	0
TR2	CIN	0	0	0	0,006
TR2	GRA2	0	0	0	0
TR3	GRA2	0	0	0	0,025
TR2	GRT	0	0	0	0
TR1	MBR	0	0	0	0
TR1	PAL4	0	0	0	0,003
TR2	PAL4	0	0	0	0,015
TR3	PAL4	0	0	0	0,011
TR1	PAL9	0	0	0	0,015
TR2	PAL9	0	0	0	0
TR3	PAL10	0	0	0	0,006
TR2	QUI	0	0	0	0
TR1	SCR1	0	0	0	0
TR3	SMT	0	0	0	0
AT1	SMT	0,04	0,151	36,214	0,695
AT2	SMT	<b>0,08</b>	0,233	36,214	0,694
TR1	SRO1	0	0	0	0
TR1	URU5	0	0	0	0

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR1	VAI	0	0	0	0
TR2	VAI	0,03	<b>2,564</b>	<b>194,209</b>	<b>3,723</b>

Fonte: Do autor.

Conforme se pode observar na Tabela 5.2, faixa de tempo de operação 1, o transformador TR2, localizado na subestação SAG2, possui o maior valor de importância estrutural para o índice de confiabilidade composta LOLD e LOLF. Enquanto para os índices EENS e índice de Severidade, o transformador que possui a maior importância estrutural para esses índices de confiabilidade é o equipamento TR5, localizado na subestação de QUI.

Os baixos valores da importância estrutural dos índices de confiabilidade composta dos transformadores se devem as interligações do sistema elétrico considerado. Essas conexões permitem que o fluxo de potência circule em outra direção, no caso de indisponibilidade operativa de alguma unidade transformadora, suprimindo, dessa forma, a carga do sistema.

Em sistemas elétricos menores, a importância estrutural dos equipamentos é mais elevada, uma vez que não há possibilidade de suprimento da carga através de caminhos alternativos.

## **5.2 HEALTH INDEX**

Para a contextualização da metodologia de *Health Index* proposta, o índice é calculado para as 104 unidades transformadoras da área de concessão da concessionária considerada.

Partindo da metodologia para a determinação do *Health Index*, apresentada na seção 4.4, utilizando o equacionamento apresentado no Apêndice A, é determinado o índice para as unidades transformadoras, conforme apresentados nas Tabelas (5.5 – 5.7).

Tabela 5.5 – *Health Index* dos transformadores – faixa 1.

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>HI</i>	<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>HI</i>
TR1	ALE2	2,91	TR2	PAL13	2,92
TR2	ALE2	3,55	AT1	PEL3	3,39
TR2	BAG2	2,36	AT2	PEL3	3,52
TR1	CAM	2,87	AT3	PEL3	3,65
TR5	CAM	3,13	TR8	PPE	3,49
TR1	CAX5	2,64	AT1	QUI	3,20
TR6	CBO	3,62	AT2	QUI	3,70
TR7	CBO	3,54	AT3	QUI	3,88
TR1	CIN	2,44	TR5	QUI	3,73
TR1	GAR1	3,45	TR2	SAG2	2,41
TR2	GAR1	3,43	TR6	SBO2	2,85
TR7	GRT	3,58	TR7	SBO2	3,55
TR2	GUA2	3,41	TR5	SCHAR2	3,23
TR3	LAJ2	3,47	TR5	SCR1	3,51
TR4	LIV2	2,52	TR6	SCR1	3,45
TR7	MBR	3,59	TR7	SCR1	3,38
TR9	MBR	3,72	AT1	SMA3	3,56
TR7	NPR2	3,65	AT2	SMA3	3,66
TR5	OSO2	3,23	TR2	SMA3	2,87
TR6	PAL6	3,12	TR5	SMA3	3,30
TR1	PAL8	3,11	TR11	SMT	4,43
TR2	PAL8	2,99	TR5	SRO1	3,42
TR3	PAL8	3,44	TR6	SVI	3,95
TR5	PAL9	3,74	AT1	TAQ	3,65
TR1	PAL10	3,20	AT2	TAQ	3,49
TR2	PAL10	3,37	TR2	URU5	2,19
TR5	PAL10	4,17	TR5	URU5	3,62
TR1	PAL13	3,12			

Fonte: Do autor.

Tabela 5.6 – *Health Index* dos transformadores – faixa 2.

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>HI</b>	<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>HI</b>
TR1	BAG2	2,37	TR2	NPR2	2,77
TR1	CAX2	2,71	TR1	OSO2	3,28
TR2	CBO	2,90	TR2	OSO2	3,12
TR3	CBO	2,91	TR4	PAL4	2,94
TR1	CNA1	3,15	TR6	PAL4	2,93
TR1	ELD	2,89	TR2	PAL6	2,65
TR1	GRA2	2,92	TR7	PPE	2,76
TR1	GRT	3,26	TR1	SAG2	2,78
TR1	GUA2	2,87	TR1	SBO2	2,81
TR1	LAJ2	2,80	TR2	SCR1	2,68
TR2	LAJ2	3,13	TR1	SMA3	3,02
TR1	LIV2	2,84	TR1	SVI	3,09
TR1	NPR2	2,66	TR2	SVI	3,22

Fonte: Do autor.

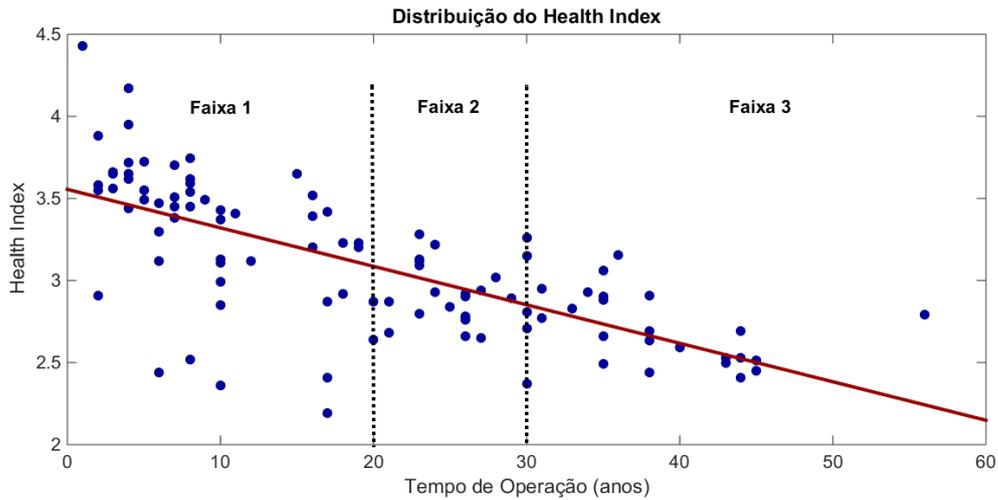
Tabela 5.7 – *Health Index* dos transformadores – faixa 3.

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>HI</b>	<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>HI</b>
TR1	CBO	2,83	TR2	PAL9	2,63
AT1	CIN	2,45	TR3	PAL10	2,93
AT2	CIN	2,51	TR2	QUI	2,59
TR2	CIN	2,66	TR1	SCR1	2,79
TR2	GRA2	3,15	TR3	SMT	2,95
TR3	GRA2	2,90	AT1	SMT	2,44
TR2	GRT	2,77	AT2	SMT	2,91
TR1	MBR	2,88	TR1	SRO1	3,06
TR1	PAL4	2,69	TR1	URU5	2,49
TR2	PAL4	2,41	TR1	VAI	2,53
TR3	PAL4	2,53	TR2	VAI	2,50
TR1	PAL9	2,69			

Fonte: Do autor.

A distribuição do HI dos transformadores, Tabelas (5.5 – 5.7), em função do tempo de operação é mostrada na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Distribuição do *Health Index* dos transformadores.

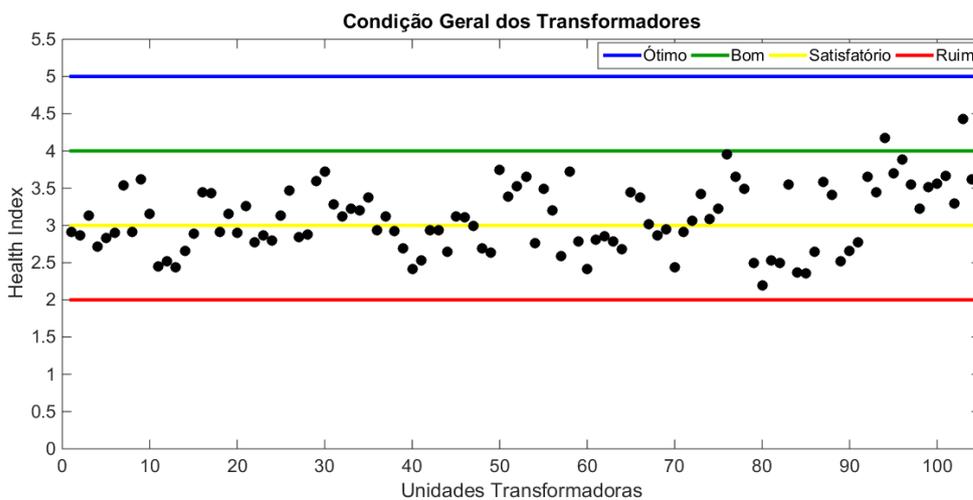


Fonte: Do autor.

Observa-se, a partir da Figura 5.3, que o *Health Index* possui comportamento decrescente em função do tempo de operação, ou seja, o valor do índice diminui com o aumento do tempo de operação do equipamento, uma vez que quanto menor o valor HI, piores são as condições de operação da unidade transformadora.

Na Figura 5.4 é apresentada a condição geral de operação dos transformadores, baseada nos valores de *Health Index* calculados e na classificação dada pela Tabela A. 11.

Figura 5.4 – Condição geral dos transformadores.



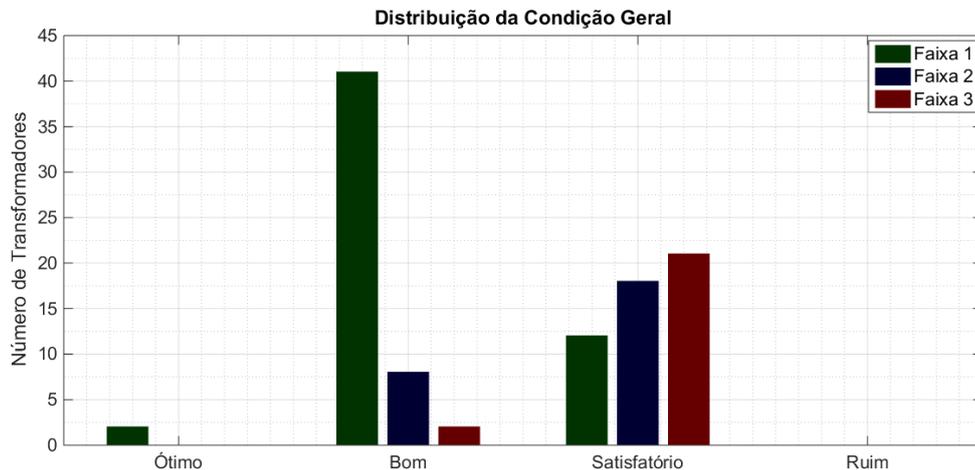
Fonte: Do autor.

De acordo com a classificação dada pela Tabela A. 11, transformadores com valores de HI entre 0 – 2 apresentam condição “Ruim”, entre 2 – 3 apresentam condição “Satisfatório”, equipamentos com valores de HI entre 3 – 4 possuem condição “Bom”, e entre 4 – 5 possuem condição “Ótimo”.

Como pode ser observado na Figura 5.4, a maioria dos transformadores apresenta condição geral de operação “Bom” ou “Satisfatório”, uma vez que apenas dois equipamentos apresentam condição “Ótimo”, e nenhuma unidade transformadora possui a condição “Ruim”.

A distribuição da condição de operação dos transformadores, por faixa de tempo de operação, é apresentada na Figura 5.5.

Figura 5.5 – Distribuição da condição geral dos transformadores.



Fonte: Do autor.

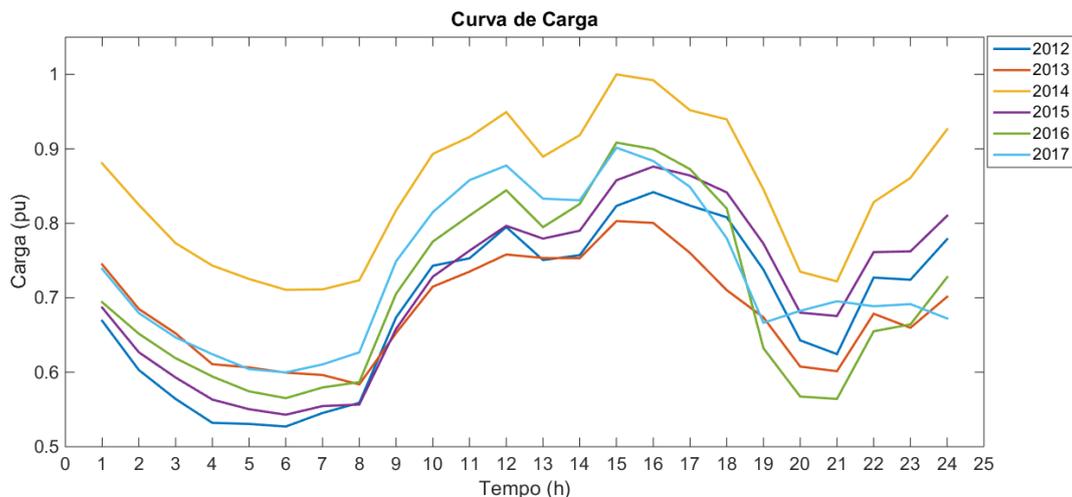
Analisando a Figura 5.5, nota-se que, na faixa de tempo de operação 1, a condição de operação predominante dos transformadores é classificada como “Bom”. Já na faixa 2 e na faixa 3, a condição de operação prevalente é a considerada como “Satisfatório”.

### 5.3 MODELO TÉRMICO E ENVELHECIMENTO EQUIVALENTE

O modelo térmico adotado na metodologia desse trabalho é utilizado na determinação da curva de temperatura diária do ponto mais quente dos enrolamentos das unidades transformadoras.

De acordo com a metodologia, Figura 4.3, para a determinação das temperaturas internas dos transformadores é necessário disponibilizar, além das características físicas dos equipamentos, a curva de carga diária e a curva de temperatura ambiente diária das unidades transformadoras. Na Figura 5.6 são apresentadas curvas de carregamento típicas do estado do Rio Grande do Sul, para os anos de 2012 a 2017.

Figura 5.6 – Curvas de carga típicas do Rio Grande do Sul.

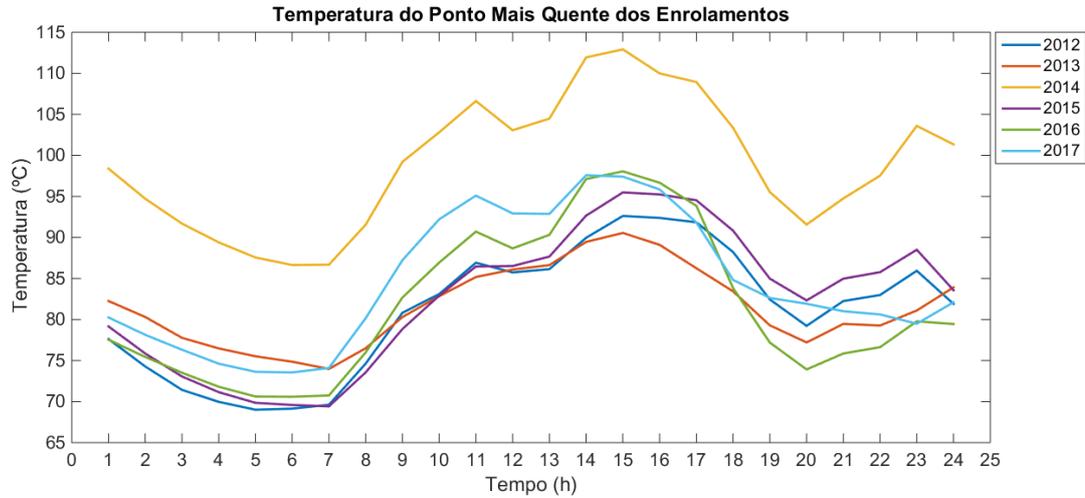


Fonte: Do autor.

Ressalta-se que, devido à indisponibilidade de dados, é adotada como curva de temperatura ambiente, a temperatura média diária, para as 24 horas.

Partindo do modelo térmico adotado, tendo como informações o carregamento diário dos transformadores, a temperatura média ambiente e as características físicas dos equipamentos, são determinadas as curvas de temperatura diária do ponto mais quente dos enrolamentos das unidades transformadoras. Ressalta-se que, devido à indisponibilidade de dados referente ao carregamento diário dos transformadores, utiliza-se como curva típica de 24h para cada ano. Essa curva típica diária é utilizada para os 365 dias do referido ano. De forma análoga a curva de carregamento, devido à escassez de dados referente à temperatura ambiente, utiliza-se uma temperatura média constante para as 24h do dia. Nesse caso, tem-se uma temperatura média diária, sendo que essa temperatura é diferente para os 365 dias do ano. A Figura 5.7 mostra as curvas de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos para o transformador TR3 (213183642), situado na subestação de PAL8, sujeito aos carregamentos da Figura 5.6.

Figura 5.7 – Curvas de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos.



Fonte: Do autor.

Como observado na Figura 5.7, as curvas de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos apresentam comportamento muito semelhante às curvas de carga, visto que o carregamento apresenta grande influência na determinação das temperaturas internas de operação de transformadores de potência.

Conforme descrito na metodologia, seção 4.3, a partir da curva de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos determina-se o fator de envelhecimento equivalente ( $F_{EQA}$ ) do transformador, através da equação (4.5). O  $F_{EQA}$ , das 104 unidades transformadoras, consideradas no estudo de caso deste trabalho, é apresentado nas Tabelas (5.8 – 5.10).

Tabela 5.8 – Fator de envelhecimento equivalente dos transformadores – faixa 1.

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>FEQA (dias)</b>	<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>FEQA (dias)</b>
TR1	ALE2	13,80	TR2	PAL13	218,27
TR2	ALE2	68,73	AT1	PEL3	150,22
TR2	BAG2	155,66	AT2	PEL3	150,22
TR1	CAM	229,96	AT3	PEL3	12,89
TR5	CAM	109,09	TR8	PPE	100,19
TR1	CAX5	205,02	AT1	QUI	266,52
TR6	CBO	101,76	AT2	QUI	64,44
TR7	CBO	117,86	AT3	QUI	12,06
TR1	CIN	72,10	TR5	QUI	53,16
TR1	GAR1	80,75	TR2	SAG2	205,97

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>FEQA (dias)</i>	<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>FEQA (dias)</i>
TR2	GAR1	79,24	TR6	SBO2	146,53
TR7	GRT	7,84	TR7	SBO2	12,69
TR2	GUA2	154,04	TR5	SCHAR2	223,95
TR3	LAJ2	65,23	TR5	SCR1	112,43
TR4	LIV2	97,99	TR6	SCR1	89,91
TR7	MBR	117,22	TR7	SCR1	89,91
TR9	MBR	47,91	AT1	SMA3	14,82
TR7	NPR2	33,27	AT2	SMA3	12,47
TR5	OSO2	261,44	TR2	SMA3	205,97
TR6	PAL6	234,04	TR5	SMA3	38,14
TR1	PAL8	116,26	TR11	SMT	6,46
TR2	PAL8	132,44	TR5	SRO1	280,56
TR3	PAL8	60,79	TR6	SVI	22,29
TR5	PAL9	107,45	AT1	TAQ	256,09
TR1	PAL10	193,96	AT2	TAQ	62,99
TR2	PAL10	116,38	TR2	URU5	205,97
TR5	PAL10	50,65	TR5	URU5	29,44
TR1	PAL13	74,92			

Fonte: Do autor.

Tabela 5.9 – Fator de envelhecimento equivalente dos transformadores – faixa 2.

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>FEQA (dias)</i>	<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>FEQA (dias)</i>
TR1	BAG2	501,57	TR2	NPR2	385,11
TR1	CAX2	286,21	TR1	OSO2	338,33
TR2	CBO	383,05	TR2	OSO2	338,33
TR3	CBO	316,36	TR4	PAL4	358,09
TR1	CNA1	240,43	TR6	PAL4	304,75
TR1	ELD	613,30	TR2	PAL6	397,18
TR1	GRA2	358,06	TR7	PPE	385,11
TR1	GRT	347,22	TR1	SAG2	385,11
TR1	GUA2	308,08	TR1	SBO2	439,58
TR1	LAJ2	232,78	TR2	SCR1	308,08
TR2	LAJ2	232,78	TR1	SMA3	456,18
TR1	LIV2	293,97	TR1	SVI	325,33
TR1	NPR2	385,11	TR2	SVI	482,70

Fonte: Do autor.

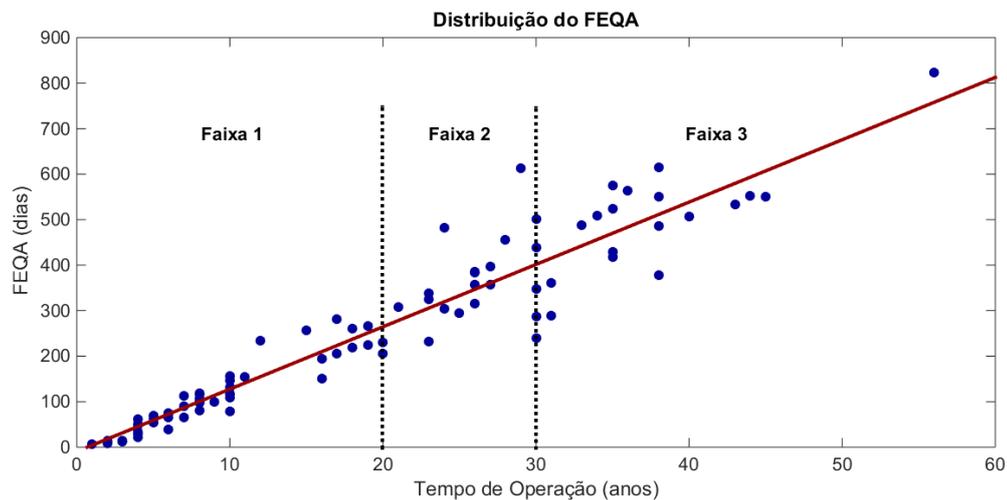
Tabela 5.10 – Fator de envelhecimento equivalente dos transformadores – faixa 3.

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>FEQA (dias)</i>	<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>FEQA (dias)</i>
TR1	CBO	488,84	TR2	PAL9	614,36
AT1	CIN	549,69	TR3	PAL10	508,34
AT2	CIN	549,69	TR2	QUI	506,43
TR2	CIN	523,74	TR1	SCR1	822,99
TR2	GRA2	563,15	TR3	SMT	288,68
TR3	GRA2	523,74	AT1	SMT	550,56
TR2	GRT	360,05	AT2	SMT	377,63
TR1	MBR	429,91	TR1	SRO1	575,46
TR1	PAL4	551,81	TR1	URU5	417,63
TR2	PAL4	551,81	TR1	VAI	534,10
TR3	PAL4	551,81	TR2	VAI	534,10
TR1	PAL9	486,77			

Fonte: Do autor.

A distribuição do  $F_{EQA}$  dos transformadores, Tabelas (5.8 – 5.10), em função do tempo de operação é mostrada na Figura 5.8.

Figura 5.8 – Distribuição do fator de envelhecimento equivalente dos transformadores.



Fonte: Do autor.

Na Figura 5.8, observa-se que o Fator de Envelhecimento Equivalente possui comportamento diretamente proporcional ao tempo de operação, ou seja, o fator aumenta com o aumento do tempo de operação do equipamento.

### 5.3.1 Influência do Carregamento e da Temperatura Ambiente no Envelhecimento Equivalente

De acordo com a metodologia, descrita na seção 4.3, o carregamento do transformador e a temperatura ambiente, em que o equipamento está operando, são fatores determinantes da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, e por consequência, do envelhecimento equivalente da unidade transformadora.

Diante disso, supondo um transformador sujeito a duas condições de carregamento, apresentadas na Tabela 5.11, e operando sob as mesmas condições de temperatura ambiente. No “Carregamento 1” considera-se que o equipamento encontra-se operando com carregamento típico. Já no “Carregamento 2”, o carregamento da unidade transformadora é acrescido de 0,2 pu (20%) em todo o período de 24 horas. Partindo destas informações, com base no modelo térmico e no equacionamento para a determinação do fator de envelhecimento equivalente, a Tabela 5.11 apresenta as curvas de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, bem como o  $F_{EQA}$  calculado para as respectivas curvas.

Tabela 5.11 – Carregamento e temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos.

<b>Tempo (h)</b>	<b>Carregamento 1 (pu)</b>	<b>Carregamento 2 (pu)</b>	<b>Temperatura do ponto mais quente 1 (°C)</b>	<b>Temperatura do ponto mais quente 2 (°C)</b>
1	0,599	0,799	83,43	103,89
2	0,577	0,777	76,68	95,83
3	0,555	0,755	72,05	90,32
4	0,544	0,744	68,92	86,62
5	0,544	0,744	66,98	84,39
6	0,566	0,766	66,51	83,94
7	0,655	0,855	69,24	88,02
8	0,844	1,044	82,60	104,22
9	0,955	1,155	96,18	119,69
10	1,021	1,221	107,14	132,33
11	1,054	1,254	115,06	141,54
12	1,077	1,277	121,19	148,62
13	1,088	1,288	125,62	153,70
14	1,099	1,299	129,03	157,60
15	1,099	1,299	130,81	159,66
16	1,100	1,300	131,74	160,75

<i>Tempo</i> (h)	<i>Carregamento 1</i> (pu)	<i>Carregamento 2</i> (pu)	<i>Temperatura do</i> <i>ponto mais quente 1</i> (°C)	<i>Temperatura do</i> <i>ponto mais quente 2</i> (°C)
17	1,000	1,200	125,63	152,53
18	1,077	1,277	126,59	155,00
19	0,977	1,177	120,96	147,19
20	0,910	1,110	113,90	139,10
21	0,877	1,077	107,80	132,08
22	0,866	1,066	103,30	126,98
23	0,832	1,032	98,84	121,92
24	0,788	0,988	94,00	116,37
			<b>F<sub>EQA</sub> = 2,005</b>	<b>F<sub>EQA</sub> = 23,35</b>

Fonte: Adaptado de IEEE (2011).

Logo, como observado na Tabela 5.11, um acréscimo de carga de 0,2 pu, em todo o período de 24 horas, leva a um aumento da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos. Esse aumento de temperatura acarreta um incremento de aproximadamente 11,64 vezes no fator de envelhecimento equivalente, ou seja, um aumento do envelhecimento do equipamento cerca de 21,3 dias, ou 511 horas.

De forma análoga, assumindo o mesmo transformador, sujeito as condições de temperatura ambiente, mostradas na Tabela 5.12, operando sob a mesma curva de carga. A partir destas informações, as curvas de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, e o fator de envelhecimento equivalente calculado para as respectivas curvas, são exibidos na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 – Temperatura ambiente e temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos.

<i>Tempo</i> (h)	<i>Temperatura</i> <i>ambiente 1 (°C)</i>	<i>Temperatura</i> <i>ambiente 2 (pu)</i>	<i>Temperatura do</i> <i>ponto mais quente</i> <i>1 (°C)</i>	<i>Temperatura do</i> <i>ponto mais quente</i> <i>2 (°C)</i>
1	24,5	29,5	78,42	83,43
2	24,2	29,2	71,68	76,68
3	24,0	29,0	67,07	72,05
4	23,7	28,7	63,95	68,92
5	23,5	28,5	62,02	66,98
6	23,2	28,2	61,55	66,51
7	24,8	29,8	64,30	69,24
8	26,8	31,8	77,52	82,60

<i>Tempo</i> (h)	Temperatura ambiente 1 (°C)	Temperatura ambiente 2 (pu)	Temperatura do ponto mais quente 1 (°C)	Temperatura do ponto mais quente 2 (°C)
9	28,9	33,9	91,08	96,18
10	30,9	35,9	102,01	107,14
11	32,1	37,1	109,91	115,06
12	33,4	38,4	116,01	121,19
13	34,6	39,6	120,42	125,62
14	35,0	40,0	123,81	129,03
15	35,0	40,0	125,58	130,81
16	34,6	39,6	126,50	131,74
17	33,2	38,2	120,53	125,63
18	31,8	36,8	121,37	126,59
19	30,4	35,4	115,87	120,96
20	28,9	33,9	108,83	113,90
21	27,5	32,5	102,74	107,80
22	26,7	31,7	98,27	103,30
23	25,8	30,8	93,83	98,84
24	25,0	30,0	88,99	94,00
			<b>F<sub>EQA</sub> = 1,221</b>	<b>F<sub>EQA</sub> = 2,005</b>

Fonte: Adaptado de IEEE (2011).

A partir da Tabela 5.12, se verifica que um acréscimo de temperatura de 5 °C, em todo o período de 24 horas, acarreta um aumento da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos. Esse aumento de temperatura produz um incremento de aproximadamente 1,64 vezes no fator de envelhecimento equivalente, ou seja, um aumento do envelhecimento do equipamento de apenas 0,78 dias, ou 18 horas.

Diante disso, é possível constatar que o carregamento do transformador possui maior influência que a temperatura ambiente, no envelhecimento do equipamento. Isso se deve ao fato de que quanto maior o carregamento do equipamento, maiores são as perdas, e, conseqüentemente, maior é a geração de calor no interior da unidade transformadora.

## 5.4 MÉTODO MULTICRITÉRIO AHP

Para a determinação dos pesos das variáveis que compõem a metodologia proposta, é utilizado o método multicriterial para auxílio à tomada de decisão *Analytic Hierarchy Process* (AHP). Nesse método, é necessário que um especialista realize a comparação par a par das variáveis, para a construção da matriz de comparação, equação (2.1). Esta comparação indica o quanto um critério é mais relevante que o outro, conforme a Tabela 2.1. Na Tabela B.1 e Tabela B.2, Apêndice B, são apresentadas as matrizes de comparações dos dois especialistas.

No estudo de caso desse trabalho, a comparação dos critérios foi efetuada por dois especialistas. Os indicadores de consistência do julgamento (RC) dos especialistas, determinados a partir da equação (2.3), que expressa a aceitação do julgamento do decisor, são iguais a 5,37 para o especialista 1, e 1,52 para o especialista 2. Verifica-se que os valores de RC são menores que o limite tolerável de 0,1 (10%), validando o julgamento dos especialistas.

Como as comparações foram realizadas por dois decisores, as avaliações realizadas pelos especialistas foram combinadas em uma única matriz de comparação, através da equação (2.6). A partir dessa matriz, são determinados os pesos de cada uma das variáveis, através da equação (2.2). Os pesos de cada um dos fatores são apresentados na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 – Pesos das variáveis.

<i>Variável</i>	<i>Peso <math>W_i</math> (%)</i>
HI	16,89
FEQA	21,31
$\Delta_{LOLD}$	12,21
$\Delta_{LOLF}$	12,08
$\Delta_{EENS}$	10,68
$\Delta_{IS}$	26,83

Fonte: Do autor.

Como observado na Tabela 5.13, a variável de maior peso, definida através do método multicritério AHP, é a importância estrutural do índice de severidade ( $\Delta_{IS}$ ). Essa variável compõe a primeira etapa da metodologia proposta e é referente a avaliação da importância sistêmica do transformador no sistema elétrico. O maior

peso atribuído para o critério referente ao impacto do equipamento no sistema reafirma a importância de se considerar a relevância da unidade transformadora no sistema elétrico em que opera.

## 5.5 RANQUEAMENTO DOS TRANSFORMADORES

A contextualização da metodologia proposta nesse trabalho é realizada através do ranqueamento das 104 unidades transformadoras da área de concessão da CEEE-GT, consideradas no estudo de caso. O ranqueamento dos transformadores corresponde a última etapa da metodologia apresentada na Figura 4.1.

Para a realização do ranqueamento, a partir da metodologia proposta, é necessário efetuar o cálculo do índice “Ranking”, determinado através da equação (4.12). A partir desses resultados, é realizada a ordenação dos transformadores em ordem de prioridade de substituição.

Para fins comparativos, o ranqueamento, para a priorização de substituição dos transformadores, é efetuado através da metodologia proposta, e por meio da metodologia de cálculo do *Health Index*, utilizada e apresentada neste trabalho. As Tabelas (5.14 – 5.16) apresentam os resultados do ranqueamento comparativo, para as três faixas de tempo de operação. Nas Tabelas (C.1 – C.3), Apêndice C, são ilustrados os valores de *Health Index*, FEQA e a Importância Estrutural dos Índices de Confiabilidade ( $\Delta_{LOLD}$ ,  $\Delta_{LOLF}$ ,  $\Delta_{EENS}$  e  $\Delta_{IS}$ ) referente a cada unidade transformadora, de acordo com a faixa de tempo de operação.

Tabela 5.14 – Ranqueamento comparativo das unidades transformadoras – faixa 1.

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>Tempo de Operação (anos)</i>	<i>Ranqueamento</i>	
			Metodologia	HI
TR2	SAG2	17	1º	3º
TR5	QUI	5	2º	50º
TR2	GAR1	10	3º	27º
TR1	CAM	20	4º	9º
TR1	GAR1	8	5º	30º
TR2	URU5	17	6º	1º
TR5	PAL10	4	7º	54º
TR1	CAX5	20	8º	6º
AT1	QUI	19	9º	18º

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<b>Tempo de Operação (anos)</b>	<b>Ranqueamento</b>	
			Metodologia	HI
TR2	BAG2	10	10 <sup>o</sup>	2 <sup>o</sup>
TR5	SRO1	17	11 <sup>o</sup>	26 <sup>o</sup>
TR5	OSO2	18	12 <sup>o</sup>	19 <sup>o</sup>
TR2	PAL13	18	13 <sup>o</sup>	11 <sup>o</sup>
TR6	PAL6	12	14 <sup>o</sup>	15 <sup>o</sup>
TR2	SMA3	17	15 <sup>o</sup>	8 <sup>o</sup>
TR5	SCHAR2	19	16 <sup>o</sup>	20 <sup>o</sup>
AT1	TAQ	15	17 <sup>o</sup>	46 <sup>o</sup>
TR1	PAL10	16	18 <sup>o</sup>	17 <sup>o</sup>
TR6	SBO2	10	19 <sup>o</sup>	7 <sup>o</sup>
TR4	LIV2	8	20 <sup>o</sup>	5 <sup>o</sup>
TR1	CIN	6	21 <sup>o</sup>	4 <sup>o</sup>
TR2	PAL8	10	22 <sup>o</sup>	12 <sup>o</sup>
TR2	GUA2	11	23 <sup>o</sup>	25 <sup>o</sup>
AT1	PEL3	16	24 <sup>o</sup>	24 <sup>o</sup>
TR1	PAL8	10	25 <sup>o</sup>	13 <sup>o</sup>
AT2	PEL3	16	26 <sup>o</sup>	35 <sup>o</sup>
TR5	CAM	10	27 <sup>o</sup>	16 <sup>o</sup>
TR2	PAL10	10	28 <sup>o</sup>	22 <sup>o</sup>
TR7	CBO	8	29 <sup>o</sup>	36 <sup>o</sup>
TR5	SCR1	7	30 <sup>o</sup>	34 <sup>o</sup>
TR1	PAL13	6	31 <sup>o</sup>	14 <sup>o</sup>
TR7	MBR	8	32 <sup>o</sup>	41 <sup>o</sup>
TR6	SCR1	7	33 <sup>o</sup>	29 <sup>o</sup>
TR7	SCR1	7	34 <sup>o</sup>	23 <sup>o</sup>
TR8	PPE	9	35 <sup>o</sup>	32 <sup>o</sup>
TR6	CBO	8	36 <sup>o</sup>	43 <sup>o</sup>
TR5	PAL9	8	37 <sup>o</sup>	51 <sup>o</sup>
TR1	ALE2	2	38 <sup>o</sup>	10 <sup>o</sup>
TR3	LAJ2	6	39 <sup>o</sup>	31 <sup>o</sup>
TR3	PAL8	4	40 <sup>o</sup>	28 <sup>o</sup>
TR2	ALE2	5	41 <sup>o</sup>	37 <sup>o</sup>
AT2	TAQ	5	42 <sup>o</sup>	33 <sup>o</sup>
TR5	SMA3	6	43 <sup>o</sup>	21 <sup>o</sup>
AT2	QUI	7	44 <sup>o</sup>	48 <sup>o</sup>
TR9	MBR	4	45 <sup>o</sup>	49 <sup>o</sup>
TR7	NPR2	4	46 <sup>o</sup>	44 <sup>o</sup>
TR5	URU5	4	47 <sup>o</sup>	42 <sup>o</sup>

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>Tempo de Operação (anos)</i>	<i>Ranqueamento</i>	
			Metodologia	HI
AT1	SMA3	3	48 <sup>o</sup>	39 <sup>o</sup>
TR7	SBO2	2	49 <sup>o</sup>	38 <sup>o</sup>
TR7	GRT	2	50 <sup>o</sup>	40 <sup>o</sup>
AT3	PEL3	3	51 <sup>o</sup>	45 <sup>o</sup>
AT2	SMA3	3	52 <sup>o</sup>	47 <sup>o</sup>
TR6	SVI	4	53 <sup>o</sup>	53 <sup>o</sup>
AT3	QUI	2	54 <sup>o</sup>	52 <sup>o</sup>
TR11	SMT	1	55 <sup>o</sup>	55 <sup>o</sup>

Fonte: Do autor.

Tabela 5.15 – Ranqueamento comparativo das unidades transformadoras – faixa 2.

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>Tempo de Operação (anos)</i>	<i>Ranqueamento</i>	
			Metodologia	HI
TR1	SAG2	26	1 <sup>o</sup>	8 <sup>o</sup>
TR1	BAG2	30	2 <sup>o</sup>	1 <sup>o</sup>
TR1	ELD	29	3 <sup>o</sup>	13 <sup>o</sup>
TR1	SBO2	30	4 <sup>o</sup>	10 <sup>o</sup>
TR2	PAL6	27	5 <sup>o</sup>	2 <sup>o</sup>
TR1	NPR2	26	6 <sup>o</sup>	3 <sup>o</sup>
TR1	SMA3	28	7 <sup>o</sup>	19 <sup>o</sup>
TR2	SVI	24	8 <sup>o</sup>	24 <sup>o</sup>
TR7	PPE	26	9 <sup>o</sup>	6 <sup>o</sup>
TR2	NPR2	26	10 <sup>o</sup>	7 <sup>o</sup>
TR2	CBO	26	11 <sup>o</sup>	14 <sup>o</sup>
TR4	PAL4	27	12 <sup>o</sup>	18 <sup>o</sup>
TR1	GRA2	26	13 <sup>o</sup>	16 <sup>o</sup>
TR2	SCR1	21	14 <sup>o</sup>	4 <sup>o</sup>
TR1	CAX2	30	15 <sup>o</sup>	5 <sup>o</sup>
TR6	PAL4	24	16 <sup>o</sup>	17 <sup>o</sup>
TR3	CBO	26	17 <sup>o</sup>	15 <sup>o</sup>
TR1	GUA2	21	18 <sup>o</sup>	12 <sup>o</sup>
TR1	LIV2	25	19 <sup>o</sup>	11 <sup>o</sup>
TR2	OSO2	23	20 <sup>o</sup>	21 <sup>o</sup>
TR1	SVI	23	21 <sup>o</sup>	20 <sup>o</sup>
TR1	GRT	30	22 <sup>o</sup>	25 <sup>o</sup>
TR1	OSO2	23	23 <sup>o</sup>	26 <sup>o</sup>
TR1	LAJ2	23	24 <sup>o</sup>	9 <sup>o</sup>

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>Tempo de Operação (anos)</b>	<b>Ranqueamento</b>	
			Metodologia	HI
TR1	CNA1	30	25 <sup>o</sup>	23 <sup>o</sup>
TR2	LAJ2	23	26 <sup>o</sup>	22 <sup>o</sup>

Tabela 5.16 – Ranqueamento comparativo das unidades transformadoras – faixa 3.

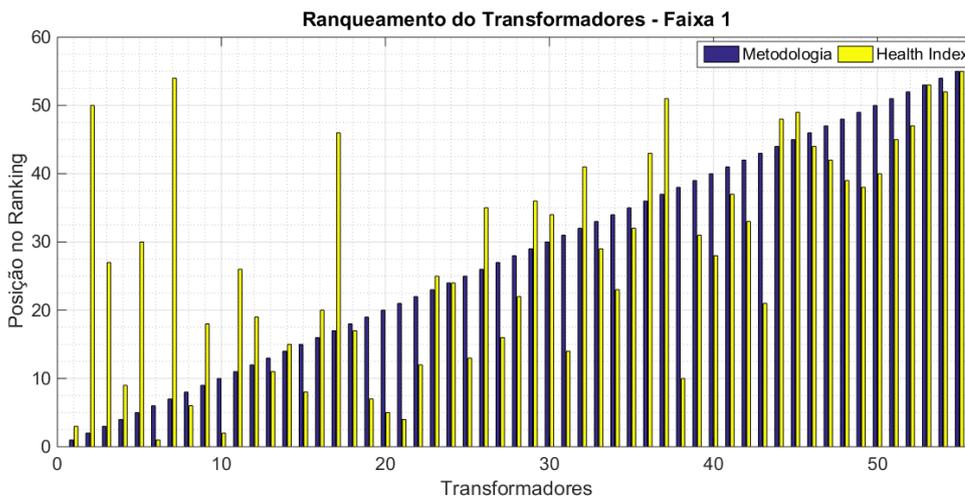
<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>Tempo de Operação (anos)</b>	<b>Ranqueamento</b>	
			Metodologia	HI
TR2	VAI	43	1 <sup>o</sup>	5
AT1	SMT	38	2 <sup>o</sup>	2
AT2	SMT	38	3 <sup>o</sup>	19
TR1	SCR1	56	4 <sup>o</sup>	15
TR2	PAL4	44	5 <sup>o</sup>	1
TR2	PAL9	38	6 <sup>o</sup>	10
AT1	CIN	45	7 <sup>o</sup>	3
AT2	CIN	45	8 <sup>o</sup>	6
TR3	PAL4	44	9 <sup>o</sup>	8
TR1	VAI	43	10 <sup>o</sup>	7
TR1	PAL4	44	11 <sup>o</sup>	12
TR2	QUI	40	12 <sup>o</sup>	9
TR2	CIN	35	13 <sup>o</sup>	11
TR1	PAL9	38	14 <sup>o</sup>	13
TR1	SRO1	35	15 <sup>o</sup>	22
TR1	URU5	35	16 <sup>o</sup>	4
TR3	GRA2	35	17 <sup>o</sup>	18
TR1	CBO	33	18 <sup>o</sup>	16
TR2	GRA2	36	19 <sup>o</sup>	23
TR3	PAL10	34	20 <sup>o</sup>	20
TR1	MBR	35	21 <sup>o</sup>	17
TR2	GRT	31	22 <sup>o</sup>	14
TR3	SMT	31	23 <sup>o</sup>	21

Como pode ser observado na Tabela 5.14, para a faixa de tempo de operação 1, o transformador TR2, localizado na subestação de SAG2, possui maior prioridade de substituição, considerando o ranqueamento a partir da metodologia proposta. Enquanto, considerando o ranqueamento a partir da metodologia de *Health Index* utilizada neste trabalho, o mesmo equipamento possui colocação no ranking igual a 3. De forma análoga, a partir das Tabelas (5.15 – 5.16), para as faixas de tempo de

operação 2 e 3, os transformadores com maior prioridade de substituição são TR1 e TR2, localizados nas subestações de SAG2 e VAI, respectivamente, considerando o ranqueamento a partir da metodologia proposta. Para esses mesmos equipamentos, a colocação são iguais a 8 e 5, respectivamente, considerando a metodologia de HI.

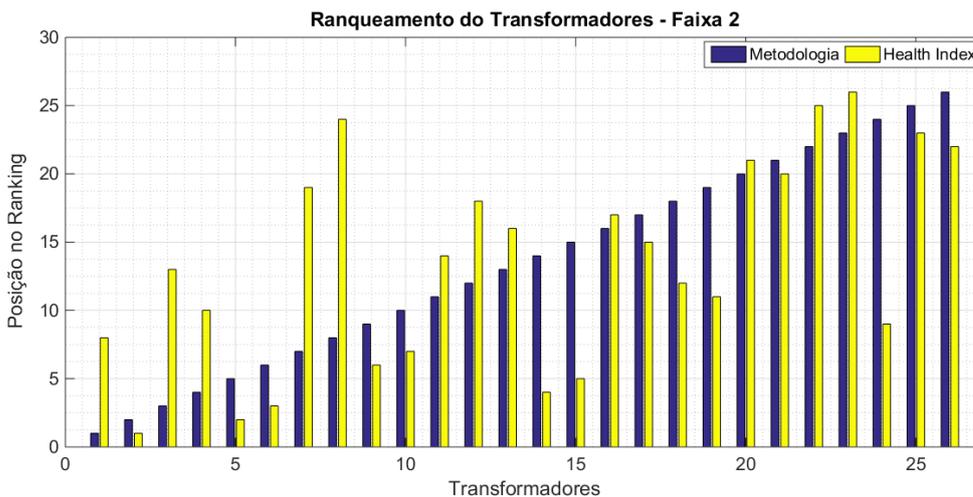
As Figuras (5.9 – 5.11) mostram, de forma gráfica, os resultados apresentados nas Tabelas (5.14 – 5.16).

Figura 5.9 – Ranqueamento dos transformadores – faixa 1.



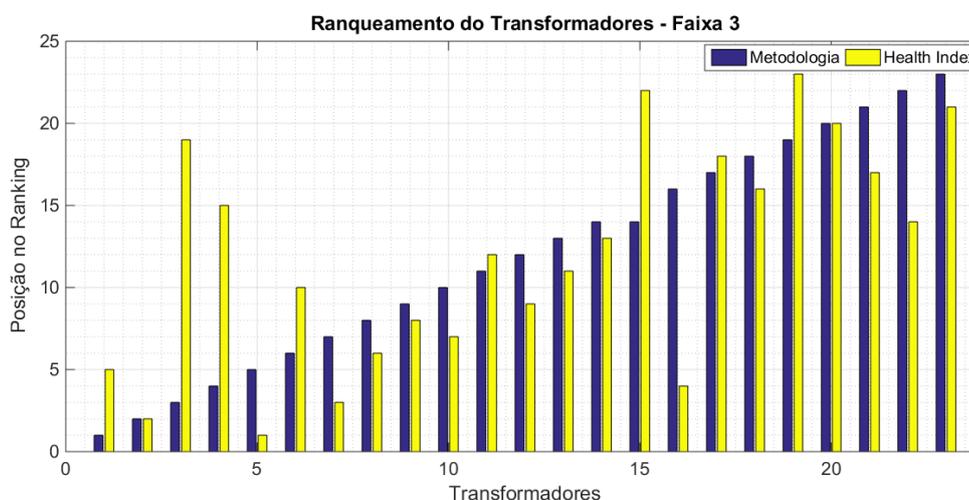
Fonte: Do autor.

Figura 5.10 – Ranqueamento dos transformadores – faixa 2.



Fonte: Do autor.

Figura 5.11 – Ranqueamento dos transformadores – faixa 3.



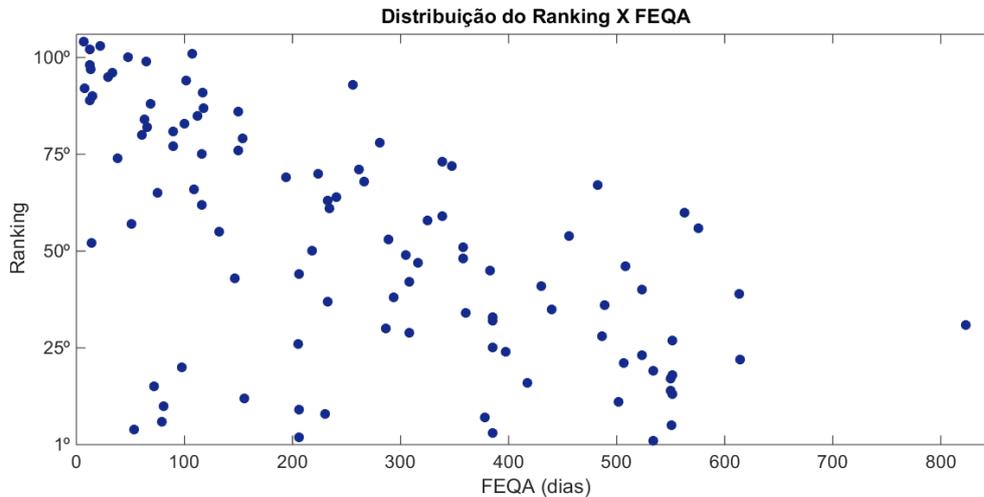
Fonte: Do autor.

Através dos resultados apresentados nas Tabelas (5.14 – 5.16) e nas Figuras (5.9 – 5.11), observa-se a diferença de posição no ranqueamento das unidades transformadoras. Alguns transformadores possuem maior diferença de posicionamento no ranking, e isso se deve, em sua grande maioria, a maior importância estrutural que estes equipamentos possuem no sistema elétrico em que operam, em relação às demais unidades transformadoras. A média da diferença de posicionamento entre as duas metodologias de classificação utilizadas, para a faixa 1, faixa 2 e faixa 3 de tempo de operação, é de aproximadamente 10 posições, 5 posições e 4 posições, respectivamente.

A partir desses resultados, apesar de algumas unidades transformadoras possuírem colocação no ranking próximas ou até iguais, fica evidenciado a importância de se considerar a relevância do transformador ao sistema em que opera, além das condições de operação do mesmo, no processo de priorização de substituição de transformadores de potência.

A distribuição do ranqueamento dos transformadores, realizado a partir da metodologia proposta, em função do Fator de Envelhecimento Equivalente (FEQA) é mostrada na Figura 5.12.

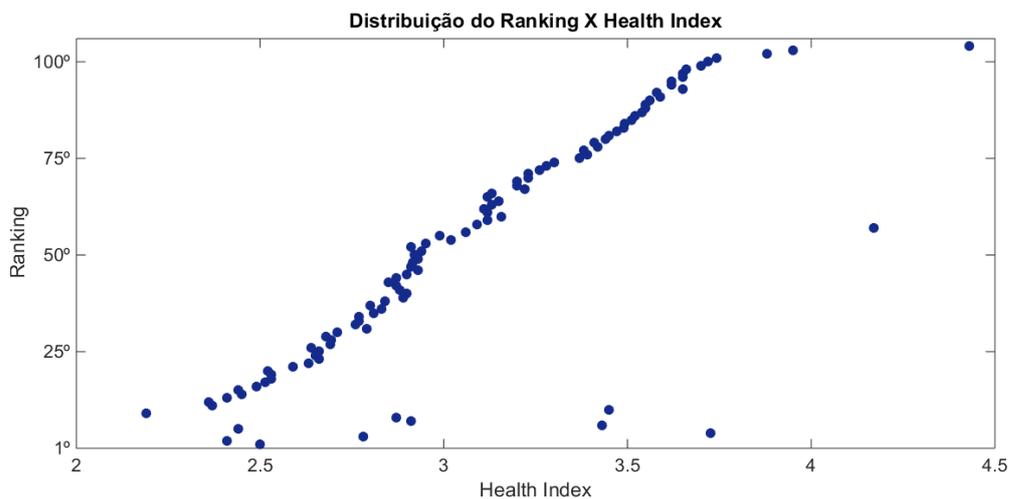
Figura 5.12 – Distribuição do ranqueamento em função do FEQA.



Fonte: Do autor.

Conforme se observa na Figura 5.12, o índice ranking não apresenta um comportamento definido em função do FEQA dos transformadores.

A distribuição do ranqueamento das unidades transformadoras em função do *Health Index* é apresentada na Figura 5.13.

Figura 5.13 – Distribuição do ranqueamento em função do *Health Index*.

Fonte: Do autor.

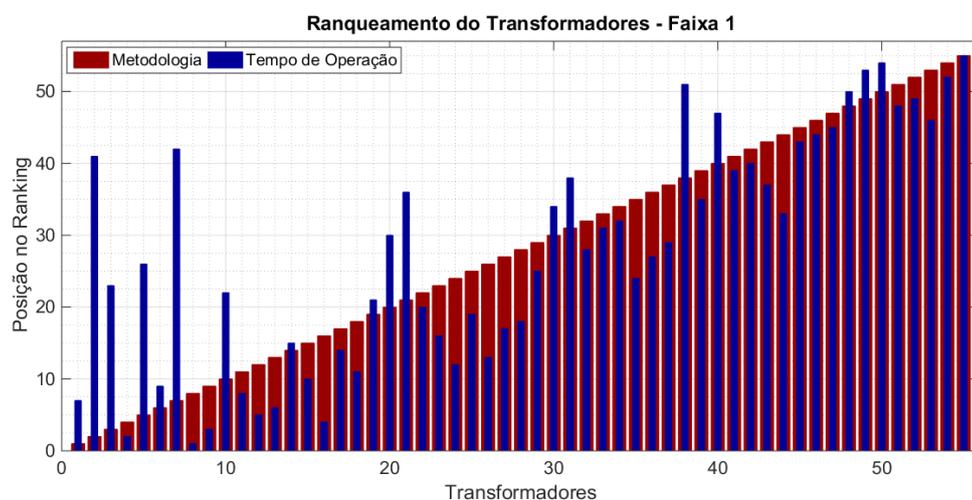
Verifica-se, através da Figura 5.13, que a relação entre o ranking e o *Health Index* dos transformadores apresenta um comportamento inversamente proporcional, uma vez que, quanto maior o valor do *Health Index*, menor a prioridade

de substituição deste equipamento. Isso se deve ao fato de que, quanto maior o valor do HI, melhores são as condições de operação da unidade transformadora.

Dessa forma, observa-se que o Health Index é uma ferramenta prática para auxílio nas tomadas de decisões, uma vez que permite: avaliar a condição técnica geral do ativo transformador de potência; comparar rapidamente a condição técnica geral de todos os transformadores de potência da concessionária de energia; estender a vida útil dos equipamentos de forma segura; utilizar na plenitude os ativos; identificar oportunidades de postergação de reinvestimento, quando possível; indicar equipamento para reforma ou substituição. Já na metodologia proposta, é implementado o critério de importância sistemática do transformador de potência no sistema elétrico, e com isso pode-se garantir uma operação segura e também eficiente economicamente, onde os recursos serão direcionados para os equipamentos com maior risco técnico e de maior relevância sistêmica.

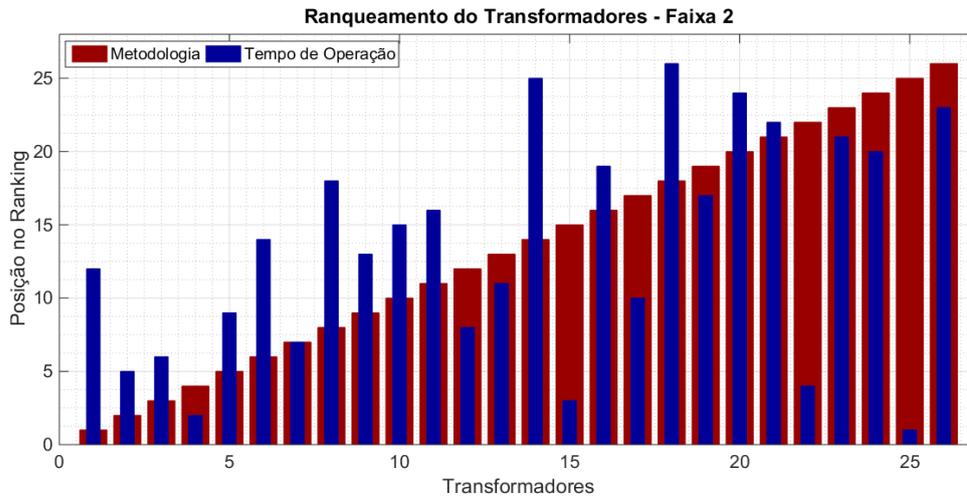
A grande maioria das concessionárias brasileiras adota como fator de substituição de transformadores de potência somente o tempo de operação dos equipamentos (acima de 40 anos). As Figuras (5.14 – 5.16) apresentam o ranqueamento comparativo das 104 unidades transformadoras, por faixa de tempo de operação, realizado a partir da metodologia proposta nesse trabalho, bem como através do tempo de operação dos equipamentos.

Figura 5.14 – Ranqueamento comparativo dos transformadores – faixa 1.



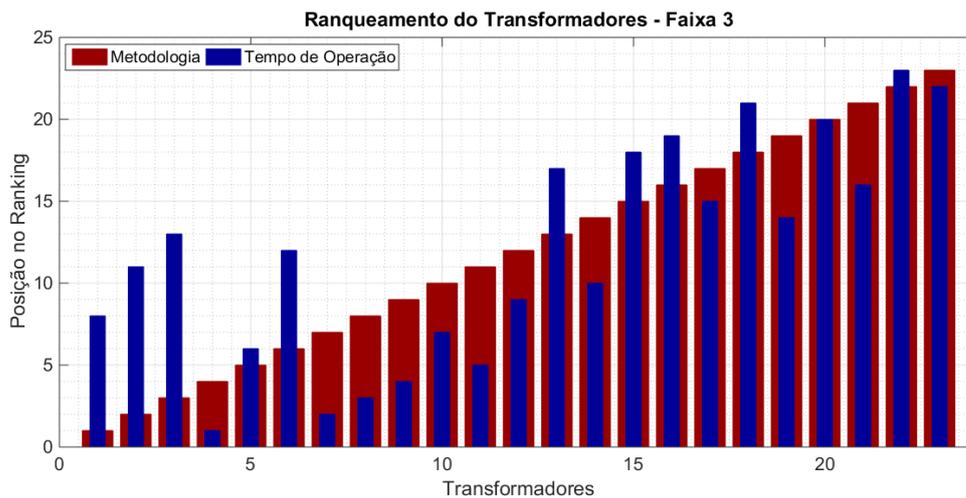
Fonte: Do autor.

Figura 5.15 – Ranqueamento comparativo dos transformadores – faixa 2.



Fonte: Do autor.

Figura 5.16 – Ranqueamento comparativo dos transformadores – faixa 3.



Fonte: Do autor.

Assim como na classificação comparativa entre a metodologia proposta e a metodologia de *Health Index*, a partir da classificação comparativa entre a metodologia proposta nesse trabalho e o tempo de operação, Figuras (5.14 – 5.16), observa-se a diferença de posição dos transformadores no ranking. Esses resultados evidenciam novamente a relevância da metodologia proposta, em que se considera a importância sistemática do transformador no sistema elétrico, bem como os riscos técnicos do equipamento, no processo de priorização de substituição de transformadores de potência em subestações.

## 5.6 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

O presente capítulo apresentou um estudo de caso da metodologia para priorização de substituição de transformadores de potência operando em subestações de energia.

A contextualização da metodologia foi realizada considerando 104 unidades transformadoras da área de concessão da CEEE-GT, distribuídas em 38 subestações. Além disso, para melhor compreensão das etapas compreendidas na metodologia proposta, cada uma delas foi contextualizada individualmente.

Por fim, um ranqueamento dos 104 equipamentos, em ordem de prioridade de substituição, foi realizado. A partir desses resultados, verifica-se a relevância da metodologia proposta nesse trabalho, na qual são considerados o risco técnico do transformador, bem como a importância sistêmica da unidade transformadora transformadores no sistema elétrico, no processo de priorização de substituição de transformadores de potência.

Dessa forma, é possível realizar o planejamento mais assertivo de substituição de transformadores de potência em subestações, e dessa forma, promover um melhor planejamento de investimentos por parte da concessionária, através do direcionamento desses investimentos para os equipamentos com maior risco técnico e de maior relevância sistêmica.



## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 6.1 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma nova metodologia global para a priorização da substituição de transformadores de potência em subestações de energia. A metodologia proposta consiste em uma análise multicritério, que considera concomitantemente a importância sistemática do transformador no sistema elétrico, bem como as condições de operação do equipamento, e o envelhecimento contínuo diante a variação das condições de operação.

O objetivo da etapa de *Health Index* foi a apresentação e a utilização de uma nova metodologia para o cálculo desse índice, com base no panorama de dados de concessionárias de energia elétrica brasileiras. Isso se deve ao fato de que os modelos de HI existentes na literatura são inaplicáveis a realidade brasileira, devido ao monitoramento de dados necessários serem discrepantes. De uma forma geral, o *Health Index* é uma ferramenta prática para avaliar a condição técnica geral do transformador de potência, e dessa forma, auxiliar nas tomadas de decisões, uma vez que permite comparar a condição técnica geral de todos os transformadores de potência da concessionária de energia. Porém, o Health Index considera somente as condições de operação do transformador.

Na etapa de envelhecimento equivalente foi realizada uma análise do envelhecimento adicional a que está sendo submetido o transformador, com base nas condições de operação deste equipamento, tais como, curva de carregamento, temperatura ambiente e características físicas da unidade transformadora. A determinação do envelhecimento equivalente é realizada a partir da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos do equipamento. Para tanto, as temperaturas internas da unidade transformadora foram obtidas a partir da implementação do modelo térmico constante no Anexo G da *IEEE Std C57.91 -2011*. Através da análise de envelhecimento equivalente pode-se constatar que o carregamento do transformador possui maior influência que a temperatura ambiente, no envelhecimento térmico do equipamento. Isso se deve ao fato de que quanto maior o carregamento da unidade transformadora, maiores são as perdas, o que acarreta a uma maior geração de calor no interior do equipamento, e, conseqüentemente, a uma maior degradação do transformador.

O método AHP é um método multicriterial que auxilia os decisores no processo de tomada de decisão. Nesse método, é necessário que um especialista realize a comparação par a par das variáveis. Esta comparação indica o quanto um critério é mais relevante que o outro. Neste trabalho, o método AHP foi utilizado para determinar o peso das variáveis que compõem a metodologia proposta, auxiliando, dessa forma, no processo de priorização de substituição de transformadores de potência.

Análises comparativas no ranqueamento dos transformadores, entre a metodologia proposta e métodos utilizados no processo de substituição de transformadores de potência empregados por concessionárias, foi realizado. Essas avaliações consistiram de uma classificação comparativa entre a metodologia proposta e a metodologia de *Health Index*, e entre a metodologia proposta nesse trabalho e o tempo de operação. Os resultados dessas análises evidenciaram a relevância da metodologia proposta no processo de priorização de substituição de transformadores de potência em subestações, em que se considera a importância sistemática do transformador no sistema elétrico, bem como os riscos técnicos do equipamento.

Esse tipo de estudo é de grande relevância e interesse das concessionárias de energia, a fim de garantir uma operação do sistema mais segura e realizar um melhor planejamento de investimento, através da priorização mais assertiva de substituição de transformadores de potência em subestações, onde os recursos serão direcionados para os equipamentos com maior risco técnico e de maior importância sistêmica.

Adicionalmente, a metodologia proposta neste trabalho poderá ser aplicada a qualquer concessionária, requerendo apenas a introdução de condições específicas dos transformadores de potência de seu parque, para a adequação das diferentes realidades de cada empresa.

## **6.2 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES**

As principais contribuições deste trabalho são:

- Implementação do critério de importância sistemática do transformador de potência no sistema elétrico.

- Utilização de uma metodologia, para o cálculo do *Health Index*, aplicável às diferentes realidades das concessionárias de energia brasileiras.
- Avaliação do envelhecimento térmico dos transformadores de potência, diante as variações das condições de operação.
- Metodologia global multivariável que considera simultaneamente a relevância sistêmica da unidade transformadora no sistema elétrico e condição de operação do equipamento.

### 6.3 OPORTUNIDADES DE TRABALHOS FUTUROS

Recomenda-se o desenvolvimento de outros trabalhos de modo a complementar o estudo desenvolvido, conforme segue:

- Validação do modelo proposto em diferentes realidades de concessionárias de energia elétrica.
- Utilização de inteligência artificial na análise paramétrica do modelo proposto.
- Análise de sensibilidade dos parâmetros que compõe o modelo proposto.

### 6.4 PRODUÇÃO CIENTÍFICA

Durante o Doutorado, foram desenvolvidos os seguintes trabalhos:

#### 6.4.1 Trabalhos publicados em anais de eventos (completo).

1. **DION L. P. FEIL**; TIAGO B. MARCHESAN; RODINEI CARRARO; LUCIANE N. CANHA; ALZENIRA R. ABAIDE; MAURÍCIO SPERANDIO; WILLIAM I. SCHMITZ.

Metodologia para Substituição de Transformadores de Potência em Subestações de Energia Elétrica.

**CITENEL'2017 – IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica.**

Data/Local: 02 a 04 de Agosto de 2017. João Pessoa – Paraíba.

2. **DION L. P. FEIL**; TIAGO B. MARCHESAN; MAURÍCIO SPERANDIO; LUCIANE N. CANHA; ALZENIRA R. ABAIDE; SUELEN C. FREITAG; WILLIAM I. SCHMITZ; RODINEI CARRARO.

Metodologia para Substituição de Transformadores de Potência em Subestações com Foco no Risco de Falha e Fator de Impacto para o Sistema.

**SNPTEE'2017 – XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia.** Data/Local: 22 a 25 de Outubro de 2017. Curitiba – Paraná.

3. **DION L. P. FEIL**; TIAGO B. MARCHESAN; MAURÍCIO SPERANDIO; LEONARDO H. MEDEIROS; SUELEN C. FREITAG; RODINEI CARRARO.

Metodologia Multicritério para Priorização da Substituição de Transformadores de Transformadores de Potência em Subestações de Energia.

**WORKSPOT'2018 – IX International workspot on power transformers, equipment, substations and materials.** Data/Local: 25 a 28 de Novembro de 2018. Foz do Iguaçu – Paraná.

#### 6.4.2 Artigos completos publicados em periódicos

1. WILLIAM. I. SCHMITZ; **DION L. P. FEIL**; LUCIANE N. CANHA; ALZENIRA R. ABAIDE; TIAGO. B. MARCHESAN. Operational vulnerability indicator for prioritization and replacement of power transformers in substation. *Electric Power and Energy Systems*. v. 102, p. 60-70, 2018.

#### 6.4.3 Artigos submetidos em periódico (aguardando resposta)

1. **D. L. P. FEIL**; T. B. MARCHESAN; M. SPERANDIO; S. C. FREITAG, R. CARRARO. Methodology for Replacing Power Transformers in Electrical Substation: A Global View. *Electric Power Systems Research*. 2019.

#### 6.4.4 Registros de *Software*

1. ABAIDE, A. R. ; CANHA, L. N. ; MARCHESAN, T. B. ; SPERANDIO, M. ; SILUK, J. C. ; **FEIL, D. L. P. F.** ; FREITAG, S. C. ; CAMPANHOLA, F. P. ; SCHMITZ, W. I. ;

CARRARO, R. ; DE OLIVEIRA, M. D. . Sistema Gerenciador de Manutenção de Transformadores. 2018.

Patente: Programa de Computador. Número do registro: BR512018000195-5, data de registro: 01/11/2017, título: "Sistema Gerenciador de Manutenção de Transformadores.", Instituição de registro: INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial.



## REFERÊNCIAS

- ABU-ELANIEM, A. E. B.; SALAMA, M. M. A.; IBRAHIM, M. **Determination of Transformer Condition Using Artificial Neural Networks**. 2011 International Symposium on Innovations in Intelligent Systems and Applications (INISTA). **Anais...IEEE**, jun. 2011 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5946173/>>. Acesso em: 04 de maio de 2017.
- ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A. Asset management techniques for transformers. **Electric Power Systems Research**, v.80, n. 4, p. 456-464, 2010.
- ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A.; BARTNIKAS, R. A Techno-Economic Method for Replacing Transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.26, n. 2, p. 817-829, 2011.
- ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M.A.; ABRAHIM, M. Calculation of a Health Index for Oil-Immersed Transformers Rated Under 69 kV Using Fuzzy Logic. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.27, n. 4, p. 2029-2036, 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 443, DE 26 DE JULHO DE 2011**, 2011.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 643, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2014**, 2014.
- AHN, H.; LEE, B.; HAHN, S. **An Efficient Investigation of Coupled Electromagnetic-Thermal-Fluid Numerical Model for Temperature Rise Prediction of Power Transformer**. 2011 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS). **Anais...IEEE**, ago. 2011 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6073995/>>. Acesso em: 17 de maio de 2017.
- ALDHUBAIB, H. A.; SALAMA, M. A. A Novel Approach to Investigate the Effect of Maintenance on the Replacement Time for Transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.29, n. 4, p. 1603-1612, 2014.
- ANDRADE, G. N.; ALVES, L. A.; ANDRADE, F. V. S.; DE MELLO, J. C. C. B. S. Evaluation of Power Plants Technologies Using Multicriteria Methodology Macbeth. **IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS**, v.14, n. 1, p. 188-198, 2016.
- ANDRADE, W. S. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-Transmissão Considerando Geração Distribuída**. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- ASHKEZARI, A. D. et al. Application of fuzzy support vector machine for determining the Health Index of insulation system of in-service power transformers. **IEEE Transactions Dielectrics and Electrical Insulation**, v.20, n. 3, p. 965-973, 2013.
- ASHKEZARI, A. D. et al. **Multivariate Analyses for Correlations among Different Transformer Oil Parameters to Determine Transformer Health Index**. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...IEEE**, jul. 2012 Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6345231/>>. Acesso em: 04 de maio de 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 5034. Buchas para tensões alternadas superior a 1kV**, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 5356-1. Transformador de potência Parte 1: Generalidades**, 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 5416 Aplicação de cargas em transformadores de potência - Procedimento**, 1997.

BANA E COSTA, C. A.; CHAGAS, M. P. A career choice problem: An example of how to use MACBETH to build a quantitative value model based on qualitative value judgments. **European Journal of Operational Research**, v.153, p. 323-331, 2004.

BANA E COSTA, C. A.; VANSNICK, J. C. Macbeth: an interactive path towards the construction of cardinal value functions. **International Transactions in Operational Research**, v. 1, n. 4, p. 489-500, 1994.

BANA E COSTA, C. A.; DE CORTE, J.-M.; VANSNICK, J.-C. "MACBETH (Overview of MACBETH multicriteria decision analysis approach. **International Journal of Information Technology and Decision Making**, v. 11, n. 2, p. 359-387, 2003.

BENHMED, K. et al. Feature Selection for Effective Health Index Diagnoses of Power Transformer. **IEEE Transactions on Power Delivery** , v. 33, n. 6, p. 3223-3226, 2018.

BEN-GANG, WEI. et al. **The improved thermal-circuit model for hot-spot temperature calculation of oil-immersed power transformers**. 2016 IEEE Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference. **Anais...IEEE**, maio 2016 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7560473/>>. Acesso em: 17 de maio de 2017.

BHUSHAN, N.; RAI, K. (2004). **Strategic Decision Making: Applying the Analytic Hierarchy Process**. New York: Springer, 2004.

BILINTON, R.; ALLAN, R. N.. Power-system reliability in perspective. **Electronics & Power**, v. 30, n. 3, p. 231-236, 1984.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N.. **Reliability Evaluation of Engineering Systems - Concepts and Techniques**. New York and London: Plenum Press, 1992.

BIN, S.; EN-WEN, L. **Study on State of Health for Power Transformer Oil with Multiple Parameters**. 2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON). **Anais...IEEE**, out. 2014 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6993746/>>. Acesso em: 04 de maio de 2017.

BORGES, C. L. T. **AValiação da Confiabilidade Composta de Sistemas de Potência em Ambientes Computacionais Paralelos e Distribuídos.** [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1998.

BRANS, J. P.; VINCKE, P. A preference ranking organization method: the PROMETHEE method for MCDM. **Management Science**, v. 6, n. 31, p. 647-656, 1985.

CARRARO, R. **Desenvolvimento de um "Health Index" para Transformadores de Potência.** [s.l.] Universidade Federal de Santa Maria, 2017.

CIGRE GTA2-02. **Avaliação do desempenho de transformadores de potência e reatores no sistema elétrico brasileiro.** Cigre, 2013.

CIGRE 005 GT B3/B5/A2.01. **Transformadores Imersos em Líquido Isolante - Guia de Manutenção Centrada na Confiabilidade.** CIGRE. [S.l.]. 2007. (005).

CUI, Y. et al. Moisture-Dependent Thermal Modelling of Power Transformer. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.31, n. 5, p. 2140-2150, 2016.

DAZA, E. F. B. **Utilização da Metodologia AHP para Alocação de Equipamentos Telecomandados em Sistemas de Distribuição para Melhoria da Confiabilidade.** [s.l.] Universidade Federal de Santa Maria, 2010.

EBELING, C. E. **An introduction to Reliability and Maintainability Engineering.** Universidade de Michigan: McGraw Hill, 2001.

ELMOUDI, A.; LEHTONEN, M.; NORDMAN, H. **Thermal model for power transformers dynamic loading.** Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation. **Anais...IEEE**, jun. 2006 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1665295/>>. Acesso em: 12 de maio de 2017.

FENG, D. Y.; WANG, Z. D.; JARMAN, P. **Modeling Thermal Life Expectancy of the UK Transmission Power Transformers.** 2012 International Conference on High Voltage Engineering and Application. **Anais...IEEE**, set. 2012 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6357091/>>. Acesso em: 11 de maio de 2017.

FERNÁNDEZ, F. O. et al. Transformer health indices calculation considering hot-spot temperature and load index. 2017. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v.33, n. 2, p. 35-43, 2017.

GORGAN, B. et al. **Calculation of Power Transformers Health Indexes.** Annals of the University of Craiova. **Anais**, 2010 Disponível em: <[https://www.researchgate.net/profile/Petru\\_Notingher/publication/228582140\\_Calculation\\_of\\_power\\_transformers\\_health\\_indexes/links/00b7d51d6880325498000000.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Petru_Notingher/publication/228582140_Calculation_of_power_transformers_health_indexes/links/00b7d51d6880325498000000.pdf)>. Acesso em: 04 de maio de 2017.

HAEMA, J.; PHADUNGTHIN, R. **Development of condition evaluation for power transformer maintenance.** 2013 4<sup>th</sup> International Conference on Power Engineering

and Electrical Drives (POWERENG). **Anais...IEEE**, maio. 2013 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6635680/>>. Acesso em: 04 de maio de 2017.

HAEMA, J.; PHADUNGTHIN, R. **Condition assessment of the Health Index for power transformer**. 2012 IEEE Power Engineering and Automation Conference (PEAM). **Anais...IEEE**, set. 2012 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6612413/>>. Acesso em: 04 de maio de 2017.

HELL, M.; COSTA, P.; GOMIDE, F. Participatory Learning in Power Transformers Thermal Modeling. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.23, n. 4, p. 2058-2067, 2008.

HELL, M.; COSTA, P.; GOMIDE, F. Recurrent Neurofuzzy Network in Thermal Modeling of Power Transformer. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.22, n. 2, p. 904-910, 2007.

HERNANDA, I. G. N. S. et al. **Application of Health Index method for transformer condition assesment**. 2014 IEEE Region 10 Conference. **Anais...IEEE**, out. 2014 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7022433/>>. Acesso em: 05 de maio de 2017.

HJARTARSON, T.; OTAL, S. **Predicting future asset condition based on current Health Index and maintenance level**. 2006 11th IEEE Conf. Transmission & Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance. **Anais...IEEE**, out. 2006 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4144515/>>. Acesso em: 04 de maio de 2017.

IBRAHIM, K. et al. Selection Criteria for Oil Transformer Measurements to Calculate the Health Index. **IEEE Transctions on Dielectrics and Electrical Insulation**, v.23, n. 6, p. 3397-3403, 2016.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std C57.91-1995. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators**, 1995.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std C57.91-2011. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators**, 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std C57.104-2008. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers**, 2008.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std 1366-2003. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**, 2003.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60076-7. Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers**, 2005.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60599. Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis**, 2015.

JAHROMI, A. N. et al. An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v.25, n. 2, p. 20-34, 2009.

JÜRGENSEN, J. H.; GODIN, A. S.; HILBER, P. **Health Index as condition estimator for power system equipment: a critical discussion and case study**. **Anais...IEEE**, jun. 2017 Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8316187>>. Acesso em: 14 de junho de 2019.

KOSOW, I. L. **Máquinas Elétricas e Transformadores**. São Paulo: Editora Globo, 2005.

KABLI, M. R. **A Multi-Attribute Decision Making Methodology for Selecting New R&D Projects Portfolio with a Case Study of Saudi Oil Refining Industry** . [s.l.] University of Nottingham , 2009.

LI, Y. et al. **An approach to aging assessment of power transformer based on multi-parameters**. 2012 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD). **Anais...IEEE**, set. 2012 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6416453/>>. Acesso em: 24 de maio de 2017.

LOPES, G. S. **Reconfiguração de Redes de Distribuição em Situações de Contingências Considerando Operação Ilhada de PCH** . [s.l.] Universidade Federal de Santa Maria, 2014.

MAMIZADEH, A.; ISKENDER, I. **Analyzing and comparing thermal models of indoor and outdoor oil-immersed power transformers**. 2009 IEEE Bucharest Power Tech. **Anais...IEEE**, jul. 2009 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5281988/>>. Acesso em: 12 de maio de 2017.

MAMIZADEH, A.; ISKENDER, I. **Evaluation and Comparing the Loss of Life for Outdoor and MV/LV Prefabricated Oil Immersed Power Transformer Based on Nonlinear Thermal Models**. 2011 7<sup>th</sup> International Conference on Electrical and Electronics Engineering. **Anais...IEEE**, dez. 2011 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6140218/>>. Acesso em: 17 de maio de 2017.

MARTINS, M. A. Condition and risk assessment of power transformers: a general approach to calculate a Health Index. **Ciência & Tecnologia dos Materiais**, v.26, n.1, p. 9-16, 2014.

MUSSOI, F. L. R. **Modelo de Decisão Integrado para a Priorização Multiestágio de Projetos de Distribuição Considerando a Qualidade da Energia Elétrica**. [s.l.] Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.

NADERIAN, A., et al. **An Approach to Determine the Health Indx of Power Transformers**. Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on

Electrical Insulation. **Anais...IEEE**, jun. 2008 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4570308/>>. Acesso em: 04 de maio de 2017.

Olson, D. L.. **Decision Aids for Selection Problems**. Berlim: Springer Science & Business Media, 1996.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **ONS NT 038/2014 - Revisão 0. ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DE TRANSFORMADORES EM SOBRECARGA**, 2014.

PAMPLONA, E. O. **Contribuição para a Análise Crítica do Sistema de Custos ABC Através da Avaliação de Direcionadores de Custos**. [s.l.] Pós-Graduação da FGV/EAESP, 1997.

PEIMANKAR, A. et al. Evolutionary multi-objective fault diagnosis of power transformers. **Swarm and Evolutionary Computation**, Corrected Proof in Press, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210650216301699>>. Acesso em: 19 de maio de 2017.

PICHER, P. et al. Use of Health Index and Reliability Data for Transformer Condition Assessment and Fleet Ranking. **CIGRE A2-101**, PARIS, 2014.

RADAKOVIC, Z. R.; SORGIP, M. S. Basics of Detailed Thermal-Hydraulic Model for Thermal Design of Oil Power Transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.25, n.2, p. 790-802, 2010.

RANG, C.; CHANDEL, A. K.; CHANDEL, R. Condition assesment of poer transformers based on multi-attributes using fuzzy logic. **IET Science, Measurement and Technology**, v.11, n.8, p. 983-990, 2017.

RIGATOS, G.; SIANO, P. Power transformers' condition monitoring using neural modeling and the local statistical approach to fault diagnosis. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v.80, p. 150-159, 2016.

ROIZMAN, O.; DAVYDOV, V. **Neuro-Fuzzy Algorithms for Power Transformers Diagnostics**. 2000 International Conference on Power System Technology. **Anais...IEEE**, ago. 2000. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/900065/>>. Acesso em: 22 de maio de 2017.

SAATY, R. W. The Analytic Hieranchy Process - What it is and How it is Used. **Mathematical Modeling**, v. 9, n. 3-5, p. 161-176, 1987.

SAATY, T. L. **Theory and Applications of the Analytic Network Process: Decision Making with Benefits, Opportunities, Costs, and Risks**. Pittsburgh: RWS Publications, 2005.

SAATY, T. L. **The Analytic Hierarchy Process**. New York: McGraw Hill, 1980.

SAATY, T. L. **Decision Making with Dependence and Feedback: The Analytical Network Process: the Organization and Prioritization of Complexity**. Pittsburgh: RWS Publications, 1996.

SAATY, T. L. How to Make a Decision: The Analytic Hierarchy process. **European Journal of Operational Research**, v.48, p. 9-26, 1990.

SAATY, T. L.; OZDEMIR, M. S. Why the magic number seven plus or minus two. **Mathematical and Computer Modeling**, v. 38, n. 3-4, p. 233-244, 2003.

SAATY, T. L.; TRAN, L. T. On the invalidity of fuzzifying numerical judgments in the Analytic Hierarchy Process. **Mathematical and Computer Modeling**, v. 46, n. 7-8, p. 962-975, 2007.

SCHIJNDEL, A.; WOUTERS, P. A. A. F.; WETZER J. M. Modeling of Replacement Alternatives for Power Transformer Populations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.27, n.2, p. 506-513, 2012.

SCHMITZ, W. I. et al. Operational vulnerability indicator for prioritization and replacement of power transformers in substation I. **Electric Power and Energy Systems**, v.102, p. 60-70, 2018.

SILVA, J. R. DA. **Modelagem para Monitoramento Térmico de Transformadores em Operação e Avaliação do Envelhecimento em Função do Perfil de Carregamento**. [s.l.] Universidade Federal de Santa Catarina, 2005.

SOUZA, L. M. DE. **Inteligência Computacional Aplicada à Modelagem Térmica e Avaliação da Vida Útil de Transformadores de Distribuição**. [s.l.] Universidade Federal de Minas Gerais, 2011.

SUN, L. et al. Research on multi-attribute decision-making in condition evaluation for power transformer using fuzzy AHP and modified weighted averaging combination. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v.10, n.15, p. 3855-3864, 2016.

SUSA, D.; LEHTONEN, M. Dynamic Thermal Modeling of Power Transformers: Further Development - Part I. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.21, n.4, p. 1961-1970, 2006.

SUSA, D.; LEHTONEN, M.; NORDMAN, H. Dynamic Thermal Modelling of Power Transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.20, n.1, p. 197-204, 2005.

SWIFT, G.; MOLINSKI, T. S.; LEHN, W. A Fundamental Approach to Transformer Thermal Modeling - Part I: Theory and Equivalent Circuit. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.16, n.2, p. 171-175, 2001.

TAN, L. et al. **An Improved Thermal Model for Power Transformers with Dynamic Loading**. 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. **Anais...IEEE**, mar. 2012 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6307663/>>. Acesso em: 14 de maio de 2017.

TANG, W. H. et al. **Modelling equivalent thermal dynamics of power transformers using genetic algorithms**. 2002 International Conference on Power System Technology. **Anais...IEEE**, out. 2002 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1067759/>>. Acesso em: 12 de maio de 2017.

TOLEDO, R. A. N. **Avaliação Teórico-Experimental de Modelos Térmicos para Estudos de Carregamento Senoidal e Não-Senoidal de Transformadores de Potência**. [s.l.] Universidade Federal de Minas Gerais, 2011.

TRAPPEY, A. J. C. et al. Intelligent engineering asset management system for power transformer maintenance decision supports under various operating conditions. **Computers & Industrial Engineering**, v.84, p. 3-11, 2015.

TSILI, M. A. et al. Hybrid Numerical-Analytical Technique for Power Transformer Thermal Modeling. **IEEE transactions on Power Delivery**, v.45, n.3, p. 1408-1411, 2009.

TZENG, G. H.; HUANG, J. J.. **Multiple attribute decision making: methods and applications**. United States: CRC Press, 2011.

WATTAKAPAIBOON, W.; PATTANADECH, N. **The new developed health index for transformer condition assessment**. 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. **Anais...IEEE**, set. 2016 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7757760/>>. Acesso em: 04 de maio de 2017.

WOUTERS, P. A. A. F.; SCHIJNDEL, A.; WETZER, J. M. Remaining lifetime modeling of power transformers: individual assets and fleets. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v.27, n.3, p. 45-51, 2011.

ZARKOVIC, M.; STOJKOVIC, Z. Analysis of artificial intelligence expert systems for power transformer condition monitoring and diagnostics. **Electric Power Systems Research**, v.149, p. 125-136, 2017.

ZEINODDINI-MEYMAND, H.; VAHIDI, B. Health Index calculation for power transformers using technical and economical parameters. **IET Science, Measurement & Technology**, v.10, n.7, p. 823-830, 2016.

ZHANG, Y. et al. **A new maintenance decision making model based on life cycle cost analysis for power transformers**. 2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and application. **Anais...IEEE**, set. 2016 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7800855/>>. Acesso em: 19 de maio de 2017.

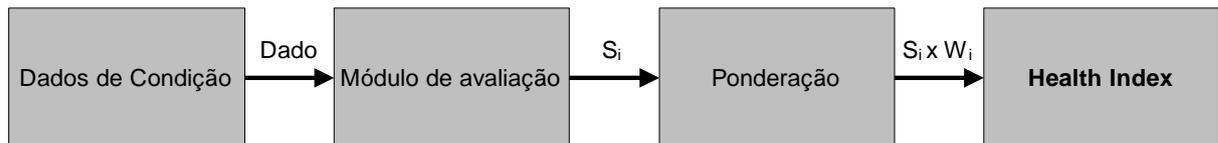
ZHU, L. et al. **Improvement and application of dynamic thermal circuit model for oil-immersed power transformer**. 2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference. **Anais...IEEE**, jun. 2014 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7287345/>>. Acesso em: 11 de maio de 2017.

## APÊNDICE A

### A.1 METODOLOGIA DE *HEALTH INDEX*

Na metodologia de *Health Index* proposta por Carraro (2017) e utilizada neste trabalho, é estabelecida uma etapa de pontuação para cada dado de entrada, que representa um indicador de condição, através de uma função de avaliação, e posteriormente realiza-se o somatório ponderado destas, utilizando os pesos determinados. Em seguida, o HI é calculado através da soma ponderada dos resultados dos indicadores. Por fim, a classificação da condição de operação do transformador é realizada com base no valor do *Health Index*. A Figura A.1 ilustra a sequência para a determinação do HI através do modelo proposto por Carraro (2017).

Figura A.1– Sequência da metodologia proposta.



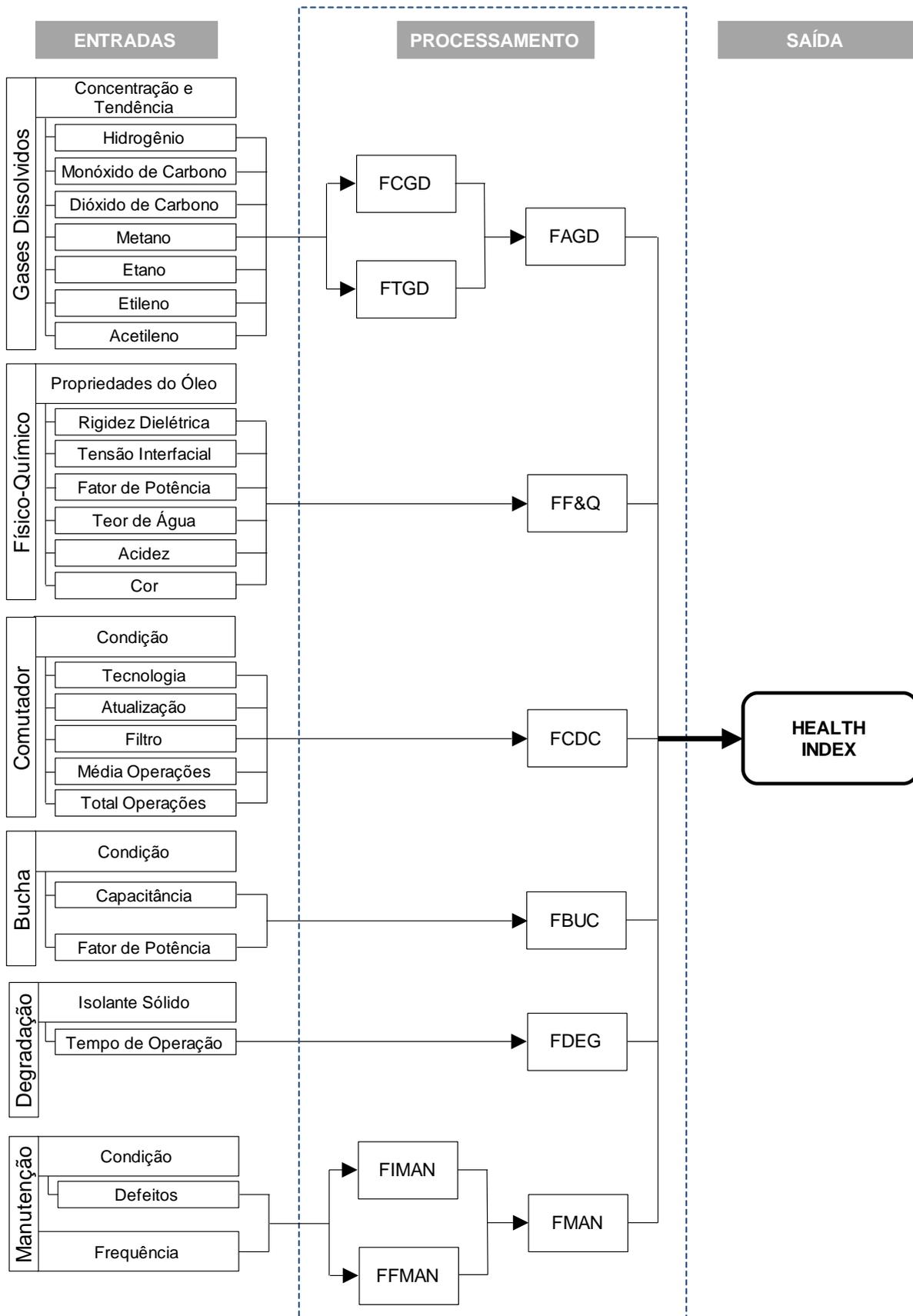
Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

Conforme Carraro (2017), a metodologia de *Health Index* é composta por seis fatores:

- FAGD: Fator de análise de gases dissolvidos no óleo isolante.
- FF&Q: Fator de ensaio físico-químico do óleo mineral isolante.
- FCDC: Fator de condição do comutador de derivação.
- FBUC: Fator de condição da bucha.
- FMAN: Fator de manutenção dos acessórios.
- FDEG: Fator de degradação do transformador.

O diagrama de blocos da Figura A.2 detalha as etapas do modelo proposto.

Figura A.2– Estrutura do modelo de *Health Index* – metodologia proposta.



Fonte: Do autor.

Desse modo, na metodologia de HI utilizada neste trabalho, os transformadores de potência são avaliados usando seis fatores, que refletem a condição atual dos equipamentos.

#### A.1.1. Fator de Análise de Gases Dissolvidos (FAGD)

A Análise dos Gases Dissolvidos (AGD) no óleo isolante é o método mais comum para a detecção de defeitos internos aos transformadores (JAHROMI et al., 2009). A análise é realizada periodicamente com a intenção de revelar defeitos incipientes antes que estes evoluam para falhas graves. Os defeitos são indicados pelo teor absoluto do gás, pela taxa de crescimento do gás ou ainda pelas relações entre gases. Diante disso, na metodologia proposta, o Fator de Análise de Gases Dissolvidos (FAGD) é composto por dois indicadores: concentração de gases dissolvidos e tendência de gases dissolvidos.

Para avaliar a concentração de gases dissolvidos, é calculado um Fator de Concentração de Gás Dissolvido (FCGD), conforme a Equação (A.1), com base nos valores de gases da amostra mais recente, utilizando a escala e pesos apresentados na Tabela A.1. Os valores de concentrações de gases da Tabela A. 1 são baseados nos limites definidos pela IEEE Std C57.104-2008 (2008). Os valores dos pesos atribuídos a cada gás são os apresentados em (JAHROMI et al., 2009; NADERIAN et al., 2008).

$$FCGD = \frac{\sum_{i=1}^7 S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^7 W_i} \quad (A.1)$$

em que  $S_i$  é o valor na escala em função do gás da amostra e  $W_i$  é o peso atribuído para o gás.

Tabela A. 1 – Escala e pesos para cálculo do FCGD.

<b>Gás (ppm)</b>	<b>Escala (<math>S_i</math>)</b>						<b>Peso (<math>W_i</math>)</b>
	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	
Hidrogênio ( $H_2$ )	≤50	100	200	400	1800	>1800	2
Monóxido Carbono (CO)	≤150	350	900	1100	1400	>1400	1
Dióxido Carbono ( $CO_2$ )	≤1000	2500	4000	5000	7000	>7000	1
Metano ( $CH_4$ )	≤30	60	120	200	400	>400	3
Etileno ( $C_2H_4$ )	≤25	50	100	150	200	>200	3
Etano ( $C_2H_6$ )	≤20	50	90	120	150	>150	3
Acetileno ( $C_2H_2$ )	≤1	2	5	10	20	>20	5

Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

Além das concentrações de gás, a taxa à qual o gás é produzido contém informação importante para avaliar a condição atual de um transformador. Um aumento súbito de um ou mais gases pode ser considerado alarmante e indicar a presença de anomalia dentro do transformador (IEC, 2007). Portanto, é importante investigar a tendência para cada gás entre amostras consecutivas. Para tanto, é desenvolvido um Fator de Tendência de Gás Dissolvido (FTGD), a fim de avaliar a taxa de produção de gases. O FTGD é determinado para cada gás em função do crescimento apresentado nas duas últimas amostras, nas três últimas amostras e nas cinco últimas amostras, a partir da Equação (A.2), com base nas escalas e pesos mostrados na Tabela A. 2. Os valores de taxa de gases da Tabela A. 2 são baseados na IEEE Std C57.104-2008 (2008) e na IEC-60599 (2007). Os valores dos pesos atribuídos a cada gás são os expostos em (JAHROMI et al., 2009; NADERIAN et al., 2008).

$$FTGD = \frac{\sum_{i=1}^7 S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^7 W_i} \quad (A.2)$$

em que  $S_i$  é o valor na escala em função da taxa de gás da amostra e  $W_i$  é o peso atribuído para o gás.

Tabela A. 2 – Escala e pesos para cálculo do FTGD.

Gás (ppm)	Amostras	Escala (S <sub>i</sub> )						Peso (W <sub>i</sub> )
		5	4	3	2	1	0	
Hidrogênio (H <sub>2</sub> )	2	0%	<10%	<30%	<50%	<80%	>80%	2
	3	-	-	-	<30%	<50%	>50%	
	5	-	-	-	-	<30%	>30%	
Monóxido Carbono (CO)	2	0%	<10%	<30%	<50%	<80%	>80%	1
	3	-	-	-	<30%	<50%	>50%	
	5	-	-	-	-	<30%	>30%	
Dióxido Carbono (CO <sub>2</sub> )	2	0%	<10%	<30%	<50%	<80%	>80%	1
	3	-	-	-	<30%	<50%	>50%	
	5	-	-	-	-	<30%	>30%	
Metano (CH <sub>4</sub> )	2	0%	<10%	<30%	<50%	<80%	>80%	3
	3	-	-	-	<30%	<50%	>50%	
	5	-	-	-	-	<30%	>30%	
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	2	0%	<10%	<30%	<50%	<80%	>80%	3
	3	-	-	-	<30%	<50%	>50%	
	5	-	-	-	-	<30%	>30%	
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	2	0%	<10%	<30%	<50%	<80%	>80%	3
	3	-	-	-	<30%	<50%	>50%	
	5	-	-	-	-	<30%	>30%	
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	2	0%	<10%	<30%	<50%	<80%	>80%	5
	3	-	-	-	<30%	<50%	>50%	
	5	-	-	-	-	<30%	>30%	

Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

A avaliação final da análise de gases dissolvidos é realizada através do Fator de Análise de Gases Dissolvidos (FAGD), onde os níveis de concentração e a tendência de produção de gases são combinados, conforme a equação (A.3).

$$FAGD = 0,5 \times FCGD + 0,5 \times FTGD \quad (A.3)$$

#### A.1.2. Fator Físico-Químico (FF&Q)

A condição do óleo é um indicador importante, relacionado diretamente ao envelhecimento do transformador e seu risco de falha. O Fator Físico-Químico do óleo mineral isolante é composto pela análise das propriedades físico-químicas do

óleo isolante (tensão interfacial, rigidez dielétrica, acidez, cor, fator de potência e teor de água). É utilizada a abordagem do modelo exposto em (NADERIAN et al., 2008; JAHROMI et al., 2009) para avaliar a condição do óleo, fazendo adequações a norma brasileira (ABNT, 2007). O FF&Q é determinado pela equação (A.4). Na Tabela A.3 são apresentados os valores de escala e pesos para as características analisadas do óleo.

$$FF\&Q = \frac{\sum_{i=1}^6 S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^6 W_i} \quad (A.4)$$

em que  $S_i$  é o valor na escala em função da propriedade do óleo da amostra e  $W_i$  é o peso atribuído para a propriedade do óleo.

Tabela A. 3 – Escala e pesos para cálculo do FF&Q.

	<i>Tensão</i>	<i>Escala (S<sub>i</sub>)</i>						<i>Peso (W<sub>i</sub>)</i>
		<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	
Cor	69 kV	≤0,4	0,6	1,0	1,5	3,0	>3,0	1
	138 kV	≤0,4	0,6	1,0	1,5	3,0	>3,0	
	230 kV	≤0,3	0,6	1,0	1,5	3,0	>3,0	
Acidez (mgKOH/g)	69 kV	≤0,02	0,03	0,05	0,07	0,15	>0,15	2
	138 kV	≤0,02	0,03	0,04	0,07	0,10	>0,10	
	230 kV	≤0,01	0,02	0,03	0,07	0,10	>0,10	
Tensão Interfacial a 25°C[mN/m]	69 kV	≥40	35	30	25	21	<21	2
	138 kV	≥40	35	30	25	22	<22	
	230 kV	≥45	35	30	25	23	<23	
Teor de Água (ppm)	69 kV	≤10	15	25	40	60	>60	4
	138 kV	≤10	15	25	40	60	>60	
	230 kV	≤5	10	20	30	50	>50	
Rigidez Dielétrica (kV)	69 kV	≥80	70	60	50	40	<40	3
	138 kV	≥80	70	60	50	40	<40	
	230 kV	≥90	80	70	60	50	<50	
Fator de Potência	69 kV	≤0,04	0,06	0,10	0,50	0,70	>0,70	3
	138 kV	≤0,04	0,06	0,10	0,50	0,70	>0,70	
	230 kV	≤0,04	0,06	0,10	0,30	0,70	>0,70	

Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

### A.1.3. Fator de Condição do Comutador (FCDC)

O Fator de Condição do Comutador (FCDC) é baseado, principalmente, no histórico de operação e resultado de ensaios. Dos valores que podem ser medidos, destacam-se: análise de gases dissolvidos, ensaio físico-químico do óleo, amostra de análise de óleo do comutador, medições de resistência e monitoramento da carga. O acompanhamento do histórico do número de operações é o principal indicativo da condição dos contatos e do mecanismo. Também leva-se em conta o tipo de tecnologia e sua confiabilidade, bem como o histórico de manutenção do comutador.

No modelo desenvolvido, as informações disponíveis utilizadas são: tipo da tecnologia, comutador com filtro, chave comutadora atualizada, número de operações diárias e número total de operações. Diante disso, O FCDC é calculado pela equação (A.5). Os valores de escala e pesos para os critérios analisados são obtidos a partir de uma análise empírica e são exibidos na Tabela A. 4.

$$FCDC = \frac{(S_{CT} + S_{CF} + S_{CM}) \times W_{CT} + S_{MO} \times W_{MO} + S_{TO} \times W_{TO}}{\sum_{i=1}^3 W_i} \quad (A.5)$$

em que  $S_{CT}$  é o valor na escala em função da tecnologia do comutador,  $S_{CF}$  é o valor na escala em função do filtro,  $S_{CM}$  é o valor na escala em função da atualização da chave comutadora,  $S_{MO}$  é o valor na escala em função da média diária de operações,  $S_{TO}$  é o valor na escala em função do número total de operações,  $W_{CT}$  é peso para a tecnologia do comutador,  $W_{MO}$  é o peso para a média diária de operações,  $W_{TO}$  é o peso para o número total de operações e  $W_i$  é peso atribuído para os indicadores.

Tabela A. 4 – Escala e pesos para cálculo do FCDC.

<b>Critério</b>	<b>Escala (<math>S_i</math>)</b>						<b>Peso (<math>W_i</math>)</b>
	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	
Tecnologia (CT)	T6	T5	T4	T3	T2	T1	2
Filtro (CF)	-	-	-	-	Sim	Não	-
Modernizado (CM)	-	-	-	-	Sim	Não	-
Média diária de operação (MO)	<5	10	20	30	40	>40	3
Total de operação (TO)	<20.000	50.000	100.000	200.000	300.000	>300.000	2

Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

#### A.1.4. Fator de Bucha (FBUC)

A correta avaliação da condição das propriedades dielétricas das buchas de transformadores de potência é essencial a fim de prevenir eventos com consequências graves para os equipamentos. Devido à bucha sofrer envelhecimento, o melhor método de acompanhamento e diagnóstico é realizar ensaio de medição de capacitância e fator de potência do sistema isolante. A avaliação da condição das buchas é realizada através da equação (A.6), conforme critérios apresentados na Tabela A. 5, com base nos critérios estabelecidos na ABNT NBR 5034 (ABNT, 2014) e a partir de pesquisa empírica.

$$FBUC = \frac{\sum_{i=1}^2 S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^2 W_i} \quad (A.6)$$

em que  $S_i$  é o valor na escala em função da condição da bucha e  $W_i$  é peso atribuído para os indicadores.

Tabela A. 5 – Escala e pesos para cálculo do FBUC.

<b>Indicador</b>	<b>Escala (<math>S_i</math>)</b>						<b>Peso (<math>W_i</math>)</b>
	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	
Capacitância	<3%	<10%	<30%	<50%	<100%	-	1
Fator de Potência	<10%	<20%	<30%	<50%	<100%	-	1

Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

### A.1.5. Fator de Manutenção (FMAN)

A tendência de necessidade de manutenção corretiva de um transformador, verificada através de estatística ou com base na experiência, é utilizada como indicador de condição para o modelo de *Health Index* desenvolvido neste trabalho.

Para classificar a gravidade de um defeito, um sistema de classificação é usado, conforme Tabela A. 6. Este sistema atribui a cada defeito uma classificação de prioridade entre 0 e 5, onde 0 é o mais grave.

Tabela A. 6 – Critério de prioridade de manutenção.

<b>Prioridade</b>	<b>Descrição</b>
Emergência	Atendimento imediato
Muito urgente	Atendimento imediato programado, até 48 horas
Urgente	Atendimento programado, até 30 dias
Pouco urgente	Atendimento programado, mais de 30 dias
Normal	Atendimento por oportunidade

Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

Para avaliar o histórico de manutenção calcula-se o Fator de Impacto da Manutenção (FIMAN), que é a soma das manutenções para todos os defeitos que afetaram o transformador ao longo dos últimos três anos, de acordo com a equação (A.7) e a Tabela A. 7. Os valores presentes na Tabela A. 7 são determinados a partir de análise empírica de históricos de manutenção.

$$FIMAN = \frac{\sum_{i=1}^n (IA_i + IP_i)}{n} \quad (A.7)$$

em que  $IA_i$  e  $IP_i$  são os valores na escala em função da classificação de prioridade de manutenção e  $n$  é o número de manutenções atendidas ou pendentes.

Tabela A. 7 – Impacto dos defeitos de manutenção.

<b><i>Critério Prioridade</i></b>	<b><i>Atendida (IA<sub>i</sub>)</i></b>	<b><i>Pendente (IP<sub>i</sub>)</i></b>
Emergência	1	0
Muito urgente	2	1
Urgente	3	2
Pouco urgente	4	3
Normal	5	4

Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

Também se considera, para efeito de índice de condição, o histórico do número de manutenções, corrigidos ou pendentes, dos últimos três anos. Para esta avaliação, determina-se o Fator de Frequência de Manutenção (FFMAN) para cada transformador avaliado, de acordo com a equação (A.8), com base na escala apresentada na Tabela A. 8.

$$FFMAN = S_i \quad (A.8)$$

em que  $S_i$  é o valor na escala em função da frequência de manutenção.

Tabela A. 8 – Número de defeitos para histórico.

<b><i>Critério</i></b>	<b><i>Escala (S<sub>i</sub>)</i></b>					
	<b><i>5</i></b>	<b><i>4</i></b>	<b><i>3</i></b>	<b><i>2</i></b>	<b><i>1</i></b>	<b><i>0</i></b>
Frequência	<1	<2	<3	<4	<5	>5

Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

Por fim, o Fator de Manutenção (FMAN) é determinado pela equação (A.9).

$$FMAN = 0,5 \times FIMAN + 0,5 \times FFMAN \quad (A.9)$$

#### A.1.6. Fator de Degradação do Isolante Sólido (FDEG)

O critério de fim de vida útil para um transformador de potência está associado à degradação do isolante sólido. Diante disso, este indicador é acrescentado ao cálculo do *Health Index*, na metodologia proposta neste trabalho.

Para avaliar a degradação do isolante sólido de um transformador, um Fator de Degradação do Isolante Sólido (FDEG) é estabelecido, conforme a equação (A.10), com base nos critérios de avaliação do tempo de operação dos

equipamentos, de acordo com a Tabela A. 9. Os valores apresentados na Tabela A. 9 são determinados a partir de análise empírica.

$$FDEG = \frac{S_i \times W}{W} \quad (\text{A.10})$$

em que  $S_i$  é o valor na escala em função do tempo de operação e  $W$  é peso atribuído em função do número de fases do transformador.

Tabela A. 9 – Escala e pesos para cálculo do FDEG.

Nº de Fases	Escala ( $S_i$ )						Peso ( $W_i$ )
	5	4	3	2	1	0	
1	$\leq 10$	20	30	35	40	$> 40$	1
3	$\leq 9$	18	27	35	40	$> 40$	1

Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

#### A.1.7. Cálculo do *Health Index*

Os fatores individuais calculados são ponderados, e um índice geral da condição de operação (HI) é determinado para cada transformador, conforme equação (A.11), com base nos valores de escala e pesos apresentados na Tabela A. 10. A ponderação é estabelecida com base na taxa de falha, conforme (CIGRE 2013), para cada componente do transformador.

$$HI = \frac{\sum_{i=1}^6 Fator_i \times W_i}{\sum_{i=1}^6 W_i} \quad (\text{A.11})$$

em que  $Fator_i$  é o valor de cada fator de condição e  $W_i$  é peso atribuído para os fatores.

Tabela A. 10 – Pesos para o cálculo do HI.

$Fator_i$	Peso ( $W_i$ )
FAGD	1,46
FF&Q	0,95
FBUC	0,63
FCDC	0,54
FMAN	0,92
FDEG	0,50

Fonte: Adaptado de Carraro (2017).

A condição geral do transformador é determinada a partir do *Health Index* calculado, conforme Tabela A. 11.

Tabela A. 11 – Classificação da condição geral do transformador.

<b><i>Health Index</i></b>	<b><i>Condição</i></b>
4 – 5	Ótimo
3 – 4	Bom
2 – 3	Satisfatório
0 – 2	Ruim

Fonte: Do autor.

## APÊNDICE B

### B.1 MATRIZ DE COMPARAÇÃO – MÉTODO AHP

Tabela B. 1 – Matriz de comparação especialista 1.

	<i>IS</i>	<i>EENS</i>	<i>LOLD</i>	<i>LOLF</i>	<i>FEQA</i>	<i>HI</i>
<i>IS</i>	1,00	4,00	3,00	2,00	0,17	0,25
<i>EENS</i>	0,25	1,00	0,20	0,25	0,11	0,14
<i>LOLD</i>	0,33	5,00	1,00	0,33	0,14	0,20
<i>LOLF</i>	0,50	4,00	3,00	1,00	0,17	0,25
<i>FEQA</i>	6,00	9,00	7,00	6,00	1,00	2,00
<i>Health Index</i>	4,00	7,00	5,00	4,00	0,50	1,00

Fonte: Do autor.

Tabela B. 2 – Matriz de comparação especialista 2.

	<i>IS</i>	<i>EENS</i>	<i>LOLD</i>	<i>LOLF</i>	<i>FEQA</i>	<i>HI</i>
<i>IS</i>	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	5,00
<i>EENS</i>	0,50	1,00	2,00	3,00	4,00	4,00
<i>LOLD</i>	0,33	0,50	1,00	2,00	3,00	3,00
<i>LOLF</i>	0,25	0,33	0,50	1,00	2,00	2,00
<i>FEQA</i>	0,20	0,25	0,33	0,50	1,00	1,00
<i>Health Index</i>	0,20	0,25	0,33	0,50	1,00	1,00

Fonte: Do autor.



## APÊNDICE C

### C.1 ÍNDICES PARA A PRIORIZAÇÃO DA SUBSTITUIÇÃO

Tabela C. 1 – Índices para cálculo do ranking – faixa 1.

<i>Transformador</i>	<i>Subestação</i>	<i>HI</i>	<i>FEQA (dias)</i>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR1	ALE2	2,91	13,80	0	0	0	0
TR1	CAM	2,87	229,97	0,3571	0,1546	0,2946	0,2947
TR5	CAM	3,13	109,09	0	0	0	0
TR7	CBO	3,54	117,86	0	0	0	0
TR6	CBO	3,62	101,76	0	0	0	0,0009
TR1	CIN	2,44	72,11	0	0	0	0,0079
TR1	GAR1	3,45	80,75	0,1429	0,2872	0,6734	0,6737
TR2	GAR1	3,43	79,24	0,2143	0,9092	0,6734	0,6728
TR3	LAJ2	3,47	65,23	0	0	0	0
TR7	MBR	3,59	117,22	0	0	0	0
TR9	MBR	3,72	47,91	0	0,0001	0	0
TR5	OSO2	3,23	261,44	0	0	0	0
TR1	PAL10	3,20	193,96	0	0	0	0
TR2	PAL10	3,37	116,38	0	0	0	0
TR1	PAL13	3,12	74,92	0	0	0	0,0053
TR2	PAL13	2,92	218,27	0	0	0	0,0149
TR6	PAL6	3,12	234,04	0	0	0	0,0070
TR1	PAL8	3,11	116,26	0	0	0	0
TR2	PAL8	2,99	132,44	0	0	0	0
TR5	PAL9	3,74	107,45	0	0	0	0
AT1	PEL3	3,39	150,22	0	0	0	0
AT2	PEL3	3,52	150,22	0	0	0	0
AT3	PEL3	3,65	12,90	0	0	0	0
TR8	PPE	3,49	100,19	0	0	0	0
AT1	QUI	3,20	266,52	0	0	0	0
TR5	QUI	3,73	53,16	0,50	0,6795	1	1
TR2	SAG2	2,41	205,97	1	1	0,5494	0,5491
TR6	SBO2	2,85	146,53	0	0	0	0
TR6	SCR1	3,45	89,91	0	0	0	0,0079
TR7	SCR1	3,38	89,91	0	0	0	0,0053
TR2	SMA3	2,87	205,97	0	0	0	0
TR5	SRO1	3,42	280,57	0	0	0	0
TR6	SVI	3,95	22,29	0	0	0	0

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>HI</b>	<b>FEQA (dias)</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
AT1	TAQ	3,65	256,09	0	0	0	0
AT2	TAQ	3,49	62,99	0	0	0	0
TR2	URU5	2,19	205,97	0	0	0	0
TR2	ALE2	3,55	68,73	0	0	0	0
TR2	BAG2	2,36	155,66	0	0	0	0
TR1	CAX5	2,64	205,02	0	0	0	0
TR7	GRT	3,58	7,84	0	0	0	0
TR2	GUA2	3,41	154,04	0	0	0	0
TR4	LIV2	2,52	97,99	0	0	0	0
TR7	NPR2	3,65	33,27	0	0	0	0
TR3	PAL8	3,44	60,79	0	0	0	0
TR5	PAL10	4,17	50,65	0	0	0	0,8675
AT2	QUI	3,70	64,44	0	0	0	0
AT3	QUI	3,88	12,06	0	0	0	0
TR7	SBO2	3,55	12,69	0	0	0	0
TR5	SCHAR2	3,23	223,95	0	0	0	0,0105
TR5	SCR1	3,51	112,43	0	0	0	0
AT1	SMA3	3,56	14,82	0	0	0	0
AT2	SMA3	3,66	12,47	0	0	0	0
TR5	SMA3	3,30	38,14	0	0	0	0
TR11	SMT	4,43	6,46	0	0	0	0
TR5	URU5	3,62	29,45	0	0	0	0

Fonte: Do autor.

Tabela C. 2 – Índices para cálculo do ranking – faixa 2.

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>HI</b>	<b>FEQA (dias)</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR1	CAX2	2,71	286,21	0	0	0	0
TR2	CBO	2,90	383,05	0	0	0	0
TR3	CBO	2,91	316,36	0	0	0	0,0016
TR1	CNA1	3,15	240,43	0	0	0	0,0304
TR1	ELD	2,89	613,30	0	0	0	0,0112
TR1	GRA2	2,92	358,06	0	0	0	0
TR1	GRT	3,26	347,22	0	0	0	0
TR1	GUA2	2,87	308,08	0	0	0	0
TR1	LAJ2	2,80	232,79	0	0	0	0
TR2	LAJ2	3,13	232,79	0	0	0	0
TR1	LIV2	2,84	293,97	0	0	0	0
TR1	OSO2	3,28	338,33	0	0	0	0

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>HI</b>	<b>FEQA (dias)</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR2	OSO2	3,12	338,33	0	0	0	0
TR4	PAL4	2,94	358,09	0	0	0	0,0192
TR6	PAL4	2,93	304,75	0	0	0	0,0256
TR2	PAL6	2,65	397,18	0	0	0	0
TR7	PPE	2,76	385,11	0	0	0	0
TR1	SAG2	2,78	385,11	1	1	1	1
TR1	SBO2	2,81	439,58	0	0	0	0
TR2	SCR1	2,68	308,08	0	0	0	0
TR1	SMA3	3,02	456,18	0	0	0	0
TR1	SVI	3,09	325,33	0	0	0	0
TR2	SVI	3,22	482,70	0	0	0	0
TR1	BAG2	2,37	501,57	0	0	0	0
TR1	NPR2	2,66	385,11	0	0	0	0
TR2	NPR2	2,77	385,11	0	0	0	0

Fonte: Do autor.

Tabela C. 3 – Índices para cálculo do ranking – faixa 3.

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>HI</b>	<b>FEQA (dias)</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR1	CBO	2,83	488,84	0	0	0	0
AT1	CIN	2,45	549,69	0	0	0	0
AT2	CIN	2,51	549,69	0	0	0	0
TR2	CIN	2,66	523,74	0	0	0	0,0016
TR2	GRA2	3,16	563,15	0	0	0	0
TR3	GRA2	2,90	523,74	0	0	0	0,0067
TR2	GRT	2,77	360,05	0	0	0	0
TR1	MBR	2,88	429,91	0	0	0	0
TR3	PAL10	2,93	508,34	0	0	0	0,0016
TR1	PAL4	2,69	551,81	0	0	0	0,008
TR2	PAL4	2,41	551,81	0	0	0	0,0040
TR3	PAL4	2,53	551,81	0	0	0	0,0030
TR1	PAL9	2,69	486,77	0	0	0	0,0040
TR2	PAL9	2,63	614,36	0	0	0	0
TR2	QUI	2,59	506,43	0	0	0	0
TR1	SCR1	2,79	823,00	0	0	0	0
TR3	SMT	2,95	288,68	0	0	0	0
AT1	SMT	2,44	550,56	0,5	0,0590	0,1865	0,1867
AT2	SMT	2,91	377,63	1	0,0909	0,1865	0,1864
TR1	SRO1	3,06	575,46	0	0	0	0

<b>Transformador</b>	<b>Subestação</b>	<b>HI</b>	<b>FEQA (dias)</b>	$\Delta_{LOLD}$	$\Delta_{LOLF}$	$\Delta_{EENS}$	$\Delta_{IS}$
TR1	URU5	2,49	417,63	0	0	0	0
TR1	VAI	2,53	534,10	0	0	0	0
TR2	VAI	2,50	534,10	0,3750	1	1	1

Fonte: Do autor.