

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

Micael Marcio Oliveira

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE
HEALTH INDEX E MODELO DE ENVELHECIMENTO

Santa Maria, RS
2021

Micael Marcio Oliveira

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE
HEALTH INDEX E MODELO DE ENVELHECIMENTO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Tiago Bandeira Marchesan

Santa Maria, RS
2021

Oliveira, Micael Marcio
Metodologia para Avaliação de Transformadores de
Potência através de Health Index e modelo de
envelhecimento / Micael Marcio Oliveira.- 2021.
118 p.; 30 cm

Orientador: Tiago Bandeira Marchesan
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2021

1. Envelhecimento 2. Gestão de Ativos 3. Health Index
4. Idade Aparente 5. Transformadores de Potência I.
Marchesan, Tiago Bandeira II. 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.

© 2021

Todos os direitos autorais reservados a Micael Marcio Oliveira. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor.

Endereço: Av. João Machado Soares, 1401, Bairro Camobi, Santa Maria, RS, Brasil, CEP: 97110-000.

Endereço Eletrônico: oliveira.micaelm@gmail.com

Micael Marcio Oliveira

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES
DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE *HEALTH INDEX* E MODELO DE
ENVELHECIMENTO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 04 de Março de 2021:



Tiago Bandeira Marchesan, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)
(Participação por videoconferência)



Dion Lenon Prediger Feil, Dr. (UFSM)
(Participação por videoconferência)


TERESA CRISTINA BESSA NOGUEIRA ASSUNÇÃO

Teresa Cristina Bessa Nogueira Assunção, Dr^a. (UFSJ)
(Participação por videoconferência)

Santa Maria, RS
2021

*Dedico este trabalho à minha família, minha esposa Francieli e
nosso filho Luiz Felipe.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus, pelo dom da vida, por me dar forças e me guiar durante toda esta jornada.

Aos meus pais, Cleide e Joel, pelo esforço de uma vida para viabilizar meus estudos e formação acadêmica.

À minha esposa Francieli Oliveira e ao nosso filho Luiz Felipe, pelo amor, apoio e incentivo durante o mestrado, assim como pela compreensão nos meus momentos de ausência para a realização deste trabalho. Aos seus pais e familiares, pela acolhida e ajuda desde minha chegada ao Rio Grande do Sul.

Ao meu orientador, Tiago Marchesan, pela confiança depositada em mim e apoio nesta pesquisa. Ao professor Vitor Bender, pelo auxílio prestado durante o desenvolvimento dessa dissertação. Aos outros professores que tiveram participação na minha formação.

Aos colegas de laboratório LabSIM e INRIMT, pelo momentos de amizade e ajuda acadêmica, pelas trocas de conhecimentos e pela experiência adquirida. Em especial, um obrigado ao Leonardo, Antônio, Alexander, Rodrigo, Nórton, Yuniior, Daniela e Rodolfo.

Ao apoio técnico e financeiro prestados pela Santo Antônio Energia e Vegoor tecnologia Aplicada, referente ao projeto de P&D intitulado "Metodologia de predição da capacidade funcional de transformadores elevadores com desbalanço de carga entre enrolamentos considerando dinâmicas térmicas rápidas e vida útil remanescente" nº PD-06683-0318/2018.

Um agradecimento também à Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, PPGE-UFSM, INRI-UFSM, INCT-UFSM.

“Take the first step in faith. You don’t have to see the whole staircase. Just take the first step.”

Martin Luther King Jr.

RESUMO

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE *HEALTH INDEX* E MODELO DE ENVELHECIMENTO

AUTOR: MICAEL MARCIO OLIVEIRA

ORIENTADOR: TIAGO BANDEIRA MARCHESAN

A avaliação das condições de transformadores de potência é essencial para o gerenciamento desses equipamentos, permitindo a identificação da necessidade de intervenções de manutenção ou substituições dos transformadores, como também, auxiliando no planejamento financeiro. Neste contexto, o presente trabalho apresenta uma metodologia para avaliação de transformadores de potência, com a elaboração de um *Health Index* e um modelo de envelhecimento, combinados através do método de idade aparente dos equipamentos. O método de estimativa de envelhecimento proposto utiliza-se das medições de temperatura de *hotspot*, em conjunto com a umidade do papel isolante dos condutores, na determinação da vida útil remanescente dos transformadores. No modelo de *Health Index*, os parâmetros relativos às condições dos componentes dos transformadores de potência são avaliados por meio da lógica *fuzzy*, com as suas configurações baseadas em normas vigentes, estratégias anteriores e na experiência de especialistas. Esses dois aspectos, envelhecimento e *Health Index*, formam a idade aparente dos transformadores, resultando em uma ferramenta robusta para a gestão dos ativos. Essa metodologia foi então aplicada a um estudo de caso, utilizando os dados de monitoramento de cinco transformadores de potência localizados na usina hidrelétrica Santo Antônio, com a análise do envelhecimento e do estado destes equipamentos. Como resultado, a metodologia indicou os transformadores a serem priorizados em intervenções de manutenção, a taxa de envelhecimento e vida útil remanescente dos equipamentos. Ainda, a idade aparente viabilizou um panorama do estado global dos transformadores, assinalando as unidades com estado mais crítico. Em complemento, um quadro de ações foi elaborado, a partir da aplicação da metodologia, fornecendo à equipe de gestão e de manutenção da usina subsídios nas tomadas de decisão acerca dos transformadores de potência.

Palavras-chave: Avaliação de Transformadores, Envelhecimento, Gestão de Ativos, *Health Index*, Idade Aparente, Transformadores de Potência.

ABSTRACT

POWER TRANSFORMERS ASSESSMENT METHODOLOGY APPLYING HEALTH INDEX AND AGING MODEL.

AUTHOR: MICAEL MARCIO OLIVEIRA

ADVISOR: TIAGO BANDEIRA MARCHESAN

The power transformers conditions assessment are essential for the management of this equipment, allowing the identification of maintenance interventions or replacements demands, as well as assisting in financial planning. In this context, this work presents a methodology for power transformers evaluation, with the elaboration of a Health Index and aging model, combined into the equipment apparent age method. The proposed aging estimation method uses hotspot temperature measurements, together with the moisture in the conductors insulating paper, to determine the remaining service life of the transformers. In the Health Index model, the parameters related to the power transformers components conditions are evaluated using fuzzy logic, being the configurations based on current standards, previous strategies and the experience of specialists. These two aspects, aging and Health Index, form the apparent age of transformers, resulting in a robust tool for asset management. This methodology was then applied to a case study, using the monitoring data of the five power transformers located at the Santo Antônio hydroelectric plant, with the analysis of the aging and condition of this equipment. As results, the methodology indicated the transformers to be prioritized in maintenance interventions, the aging rate and the remaining useful life of the equipment. Further, the apparent age made possible an overview of the global state of the transformers, appointing the units with the most critical state. In addition, a framework of actions was prepared, based on the application of the methodology, providing the plant's management and maintenance team with support in decision making regarding power transformers.

Keywords: Apparent Age, Aging, Asset Assessment, Health Index, Power Transformers.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Exemplo de processo de determinação de um HI.....	33
Figura 2.2 – Processo de degradação da celulose presente no papel isolante.....	37
Figura 3.1 – Diagrama do modelo proposto para avaliação de transformadores de potência.....	43
Figura 3.2 – Envelhecimento ao longo do tempo em operação, aplicando-se o modelo proposto pela IEC 60076 – 7 (2018).	45
Figura 3.3 – Curvas de Oommen de equilíbrio entre papel e óleo isolante para regiões de baixa umidade, geradas a partir de (3.1).	47
Figura 3.4 – Diagrama com os blocos referentes a metodologia de HI por lógica <i>fuzzy</i>	54
Figura 3.5 – Funções de pertinência para entrada relativa a razão $\frac{CH_4}{H_2}$, referentes ao fator FAGD.....	56
Figura 3.6 – Funções de pertinência para entrada relativa a razão $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$, referentes ao fator FAGD.....	56
Figura 3.7 – Funções de pertinência para entrada relativa a razão $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$, referentes ao fator FAGD.....	57
Figura 3.8 – Funções de pertinência para a saída do fator FAGD.....	57
Figura 3.9 – Funções de pertinência para entrada relativa ao parâmetro acidez, referentes ao fator FAFQ.....	58
Figura 3.10 – Funções de pertinência para entrada relativa a umidade do óleo, referentes ao fator FAFQ.....	58
Figura 3.11 – Funções de pertinência para entrada relativa a tensão interfacial, referente ao fator FAFQ.....	59
Figura 3.12 – Funções de pertinência para a saída do fator FAFQ.....	59
Figura 3.13 – Funções de pertinência para entrada relativa ao parâmetro capacitância, referentes ao fator FBUC.....	60
Figura 3.14 – Funções de pertinência para entrada relativa ao fator de potência, referente ao fator FBUC.....	61
Figura 3.15 – Funções de pertinência para a saída do fator FBUC.....	61
Figura 3.16 – Funções de pertinência para entrada relativa ao parâmetro tempo em operação, referente ao fator FDEG.....	62
Figura 3.17 – Funções de pertinência para entrada relativa ao parâmetro degradação da isolação, referente ao fator FDEG.....	63
Figura 3.18 – Funções de pertinência para a saída do fator FDEG.....	63
Figura 3.19 – Funções de pertinência para entrada do controlador <i>fuzzy</i> do bloco final do HI, para o fator FAGD.....	64
Figura 3.20 – Funções de pertinência para entrada do controlador <i>fuzzy</i> do bloco final do HI, para o fator FAFQ.....	64
Figura 3.21 – Funções de pertinência para entrada do controlador <i>fuzzy</i> do bloco final do HI, para o fator FBUC.....	65

Figura 3.22 – Funções de pertinência para entrada do controlador <i>fuzzy</i> do bloco final do HI, para o fator FDEG.....	65
Figura 3.23 – Funções de pertinência para a saída do controlador <i>fuzzy</i> do bloco final do HI.....	66
Figura 4.1 – Evolução da umidade presente no papel isolante estimada para os transformadores de potência em estudo.	71
Figura 4.2 – Evolução da perda de vida útil dos transformadores de potência em estudo, durante o período de monitoramento.	72
Figura 4.3 – Vida útil remanescente para o transformador TR1, com a inclusão da operação anterior ao período de monitoramento.....	73
Figura 4.4 – Vida útil remanescente para o transformador TR3, com a inclusão da operação anterior ao período de monitoramento.....	74
Figura 4.5 – Vida útil remanescente para o transformador TR4, com a inclusão da operação anterior ao período de monitoramento.....	74
Figura 4.6 – Vida útil remanescente para o transformador TR2.	75
Figura 4.7 – Vida útil remanescente para o transformador TR5.	75
Figura 4.8 – Vida Útil Remanescente dos transformadores de potência em estudo, ao final do período de monitoramento.	76
Figura 4.9 – Fluxograma do algoritmo de cálculo do HI desenvolvido.	77
Figura 4.10 – Evolução do HI para o transformador TR1, durante o período de monitoramento.	78
Figura 4.11 – Detalhes dos fatores que compõem o HI para o transformador TR1, durante o período de monitoramento.	78
Figura 4.12 – Evolução do HI para o transformador TR2, durante o período de monitoramento.	79
Figura 4.13 – Detalhes dos fatores que compõem o HI para o transformador TR2, durante o período de monitoramento.	80
Figura 4.14 – Evolução do HI para o transformador TR3, durante o período de monitoramento.	80
Figura 4.15 – Detalhes dos fatores que compõem o HI para o transformador TR3, durante o período de monitoramento.	81
Figura 4.16 – Evolução do HI para o transformador TR4, durante o período de monitoramento.	82
Figura 4.17 – Detalhes dos fatores que compõem o HI para o transformador TR4, durante o período de monitoramento.	82
Figura 4.18 – Evolução do HI para o transformador TR5, durante o período de monitoramento.	83
Figura 4.19 – Detalhes dos fatores que compõem o HI para o transformador TR5, durante o período de monitoramento.	83
Figura 4.20 – Resultados finais dos HI para os transformadores em estudo.	84
Figura 4.21 – Evolução da IA para os transformadores em estudo.	85
Figura 4.22 – IA final para os transformadores em estudo.	86
Figura 4.23 – Tela principal de monitoramento na usina no EPM, com os indicadores da metodologia proposta incorporados.	88

Figura 4.24 – Detalhe da tela principal de monitoramento no EPM.	89
Figura 4.25 – Tela de visualização dos indicadores e parâmetros da metodologia proposta no EPM.	89
Figura A.1 – Histórico de potência ativa processada pelo transformador TR1.	101
Figura A.2 – Histórico de temperaturas de <i>hotspot</i> para o transformador TR1.	102
Figura A.3 – Histórico de potência ativa processada pelo transformador TR2.	102
Figura A.4 – Histórico de temperaturas de <i>hotspot</i> para o transformador TR2.	103
Figura A.5 – Histórico de potência ativa processada pelo transformador TR3.	103
Figura A.6 – Histórico de temperaturas de <i>hotspot</i> para o transformador TR3.	104
Figura A.7 – Histórico de potência ativa processada pelo transformador TR4.	104
Figura A.8 – Histórico de temperaturas de <i>hotspot</i> para o transformador TR4.	105
Figura A.9 – Histórico de potência ativa processada pelo transformador TR5.	105
Figura A.10 – Histórico de temperaturas de <i>hotspot</i> para o transformador TR5.	106
Figura C.1 – Etapas presentes na lógica <i>fuzzy</i>	109
Figura C.2 – Coeficientes presentes em uma função de pertinência triangular genérica.	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Coeficientes da relação de Arrhenius para determinação da degradação da isolação	48
Tabela 3.2 – Fundamentos para a expectativa de vida útil do papel isolante adotada.	49
Tabela 3.3 – Descrição dos fatores que compõem o modelo de HI proposto.	50
Tabela 3.4 – Relação entre as concentrações de gases dissolvidos utilizadas como parâmetros de entrada do fator FAGD.	51
Tabela 3.5 – Parâmetros das análises físico-químicas do óleo isolante selecionados como entrada para o FAFQ.	52
Tabela 3.6 – Parâmetros de análise das condições das buchas do transformador de potência, selecionados como entrada para o FBUC.	52
Tabela 3.7 – Parâmetros para aferição da degradação do transformador de potência, selecionados como entrada para o FDEG.	53
Tabela 3.8 – Definições dos níveis de entrada e variáveis linguísticas associadas a cada função de pertinência.	54
Tabela 3.9 – Definições dos níveis de saída e variáveis linguísticas associadas a cada função de pertinência.	55
Tabela 3.10 – Ordenação da importância dos parâmetros que compõem o fator FAGD.	57
Tabela 3.11 – Ordenação da importância dos parâmetros que compõem o fator FAFQ.	60
Tabela 3.12 – Ordenação da importância dos parâmetros que compõem o fator FBUC.	62
Tabela 3.13 – Ordenação da importância dos parâmetros que compõem o fator FDEG.	63
Tabela 3.14 – Ordenação da importância dos fatores que compõem o HI.	66
Tabela 3.15 – Interpretação dos resultados da metodologia de HI proposta.	67
Tabela 4.1 – Características dos transformadores de potência selecionados.	69
Tabela 4.2 – Períodos de registros dos parâmetros monitorados dos transformadores de potência selecionados.	70
Tabela 4.3 – Síntese das sugestões de tomada de decisão na gestão de ativos, baseado nos resultados da metodologia.	87
Tabela B.1 – Fatores da regressão polinomial utilizados na equação de estimativa da umidade do papel isolante.	107
Tabela D.1 – Base de regras bloco <i>fuzzy</i> referente ao fator FAGD.	113
Tabela D.2 – Base de regras bloco <i>fuzzy</i> referente ao fator FAFQ.	114

Tabela D.3 – Base de regras bloco <i>fuzzy</i> referente ao fator FBUC.....	115
Tabela D.4 – Base de regras bloco <i>fuzzy</i> referente ao fator FDEG.....	115
Tabela D.5 – Base de regras bloco <i>fuzzy</i> final do HI, com FAGD "N".	116
Tabela D.6 – Base de regras bloco <i>fuzzy</i> final do HI, com FAGD "EL".	117
Tabela D.7 – Base de regras bloco <i>fuzzy</i> final do HI, com FAGD "ME".	118

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGD	Análise de gases dissolvidos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BO	Bom
C-o-A	Centro-da-Área
C-o-M	Centro-do-Máximo
EL	Nível Elevado
EPM	<i>Elipse Plant Manager</i>
FAFQ	Fator de análises físico-químicas
FAGD	Fator de análise de gases dissolvidos
FBUC	Fator de buchas condensivas
FDEG	Fator de degradação
GP	Grau de polimerização
HI	<i>Health Index</i> (Índice de Saúde)
IA	Idade Aparente
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ME	Nível Muito Elevado
M-o-M	Média-do-Máximo
N	Nível Normal
ODAF	Transformador com resfriamento óleo dirigido e ar forçado
OFAF	Transformador com resfriamento óleo forçado e ar forçado
P&D	Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento
PE	Péssimo
RE	Regular
RU	Ruim
SEP	Sistema elétrico de potência
Temp	Temperatura
TR1	Transformador 1
TR2	Transformador 2
TR3	Transformador 3
TR4	Transformador 4
TR5	Transformador 5

UFSM	Universidade Federal de Santa Maria
UHE	Usina hidroelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

σ	Distribuição da função de pertinência
θ °C	Temperatura da amostra de óleo
Θ_{hr}	Temperatura de <i>hotspot</i> de referência
Θ_h	Temperatura de <i>hotspot</i>
2 – <i>FAL</i>	Furfuraldeído
A	Fator pré-exponencial
A_r	Fator pré-exponencial de referência
C_2H_2	Gás acetileno
C_2H_4	Gás etileno
C_2H_6	Gás etano
CH_4	Gás metano
DP_o	Grau de polimerização inicial
DP_t	Grau de polimerização final após o tempo transcorrido
E_{ar}	Energia de ativação de referência
E_a	Energia de ativação
F_0 à F_5	Fatores da regressão polinomial
f_p	Função de pertinência
H_2	Gás hidrogênio
HI_{base}	Valor de base prescrito para o HI
HI_n	HI do transformador de potência no momento n de determinação da idade aparente
K	Envelhecimento relativo com a influência da condição da isolação
K_n	Envelhecimento relativo durante o intervalo n
LOL	Perda de vida útil
LOL_{Acum}	Perda de vida útil em certo intervalo de tempo
m	Elemento típico da função de pertinência
n	Número de cada intervalo
N_t	Total de intervalos
R	Constante universal dos gases
$R1$	Razão de concentrações de gases 1
$R2$	Razão de concentrações de gases 2

$R3$	Razão de concentrações de gases 3
T	Temperatura absoluta
t_n	Intervalo de tempo
u	Centroide da área
u_i	Área de uma função de pertinência após a inferência
u_{OUT}	Posição do centroide da função de pertinência individual
UO	Umidade relativa do óleo isolante
UP	Umidade resultante no papel
V	Envelhecimento relativo
V_n	Envelhecimento relativo durante o intervalo n
VU_{GP200}	Expectativa de vida útil total do papel isolante, com o critério GP 200
VU_{rem}	Vida útil remanescente
x	Valor da entrada ou saída avaliada

LISTA DE APÊNDICES

Apêndice A	–	Dados de Monitoramento dos Transformadores de Potência	101
Apêndice B	–	Fatores utilizados na composição das curvas de Oommen	107
Apêndice C	–	Fundamentos da lógica <i>fuzzy</i>	109
Apêndice D	–	Base de regras que compõem a metodologia <i>fuzzy</i> HI	113

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	29
1.1 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO	29
1.2 OBJETIVOS	30
1.2.1 Objetivos Específicos	30
1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	31
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	33
2.1 AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES POR MEIO DE <i>HEALTH INDEX</i>	33
2.2 ENVELHECIMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	36
2.3 GESTÃO DE ATIVOS E TOMADA DE DECISÃO	40
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	41
3 METODOLOGIA PROPOSTA	43
3.1 DETERMINAÇÃO DO ENVELHECIMENTO DO TRANSFORMADOR	44
3.1.1 Modelo de estimativa da umidade presente no papel isolante ..	45
3.1.2 Definição dos parâmetros do cálculo da degradação da isolação pelo envelhecimento relativo	47
3.1.3 Modelagem da perda de vida útil e vida útil remanescente	48
3.2 DESENVOLVIMENTO DA AVALIAÇÃO ATRAVÉS DE UM <i>HEALTH INDEX</i> (HI)	50
3.2.1 Definição dos parâmetros de entrada do HI	50
3.2.1.1 Fator de análise de gases dissolvidos - FAGD	51
3.2.1.2 Fator de análises físico-químicas - FAFQ	51
3.2.1.3 Fator de buchas condensivas - FBUC	52
3.2.1.4 Fator de degradação - FDEG	53
3.2.2 Modelagem da metodologia de HI por lógica fuzzy	53
3.2.2.1 Modelagem do controlador fuzzy para o fator FAGD	55
3.2.2.2 Modelagem do controlador fuzzy para o fator FAFQ	58
3.2.2.3 Modelagem do controlador fuzzy para o fator FBUC	60
3.2.2.4 Modelagem do controlador fuzzy para o fator FDEG	62
3.2.2.5 Modelagem do controlador fuzzy para o cálculo final do HI	64
3.3 DETERMINAÇÃO DA IDADE APARENTE	67
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	68
4 ESTUDO DE CASO	69
4.1 TRANSFORMADORES AVALIADOS E PARÂMETROS DE MONITORAMENTO	69

4.2 ANÁLISE DO ENVELHECIMENTO E VIDA ÚTIL REMANESCENTE	70
4.2.1 Vida Útil Remanescente TR1, TR3 e TR4	73
4.2.2 Vida Útil Remanescente TR2 e TR5	75
4.2.3 Comparação dos resultados de envelhecimento estimados	76
4.3 DETERMINAÇÃO DO HI DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SOB AVALIAÇÃO	77
4.3.1 HI para o transformador TR1	78
4.3.2 HI para o transformador TR2	79
4.3.3 HI para o transformador TR3	80
4.3.4 HI para o transformador TR4	81
4.3.5 HI para o transformador TR5	82
4.3.6 Comparação dos resultados de HI dos transformadores avalia- dos	84
4.4 IDADE APARENTE DOS TRANSFORMADORES AVALIADOS	84
4.5 APOIO À TOMADA DE DECISÃO	86
4.6 IMPLANTAÇÃO DA METODOLOGIA NA UHE - SANTO ANTÔNIO	87
5 CONCLUSÃO	91
5.1 TRABALHOS PUBLICADOS	92
5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	92
REFERÊNCIAS	93
APÊNDICES	99

1 INTRODUÇÃO

Transformadores de potência são fundamentais na estrutura de subestações de energia elétrica, assim como do sistema elétrico de potência (SEP) como um todo. As ocorrências de falhas nesses ativos provocam grandes perdas materiais e financeiras, além da complexidade de sua substituição ou manutenção, que acarreta, muitas vezes, em longos períodos de parada do sistema (ROIZMAN; DAVYDOV, 2000). Neste sentido, o acompanhamento das condições de transformadores de potência tem sido primordial para evitar e mitigar os efeitos que a sua operação anormal possa causar ao sistema, como também, para determinar o final de sua vida útil e necessidade de substituição ou manutenção.

Neste sentido, as empresas detentoras desses equipamentos estão em constante busca pelo aprimoramento do monitoramento do estado dos sistemas e componentes que fazem parte dos transformadores. A introdução de métodos que expressem com fidelidade a degradação ou iminência de falha dos transformadores de potência, mostra-se fundamental para planejamento da gestão dos ativos (CIGRE GT A2.23, 2006).

1.1 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

A avaliação de transformadores de potência demanda a compilação da análise das condições de vários componentes, em aspectos elétricos, físicos e químicos, em um indicador que represente o estado geral desses equipamentos. Neste âmbito, diversas técnicas foram propostas, variando em termos da quantidade de parâmetros e métodos matemáticos empregados (HJARTARSON; OTAL, 2006). Entretanto, muitas destas técnicas se utilizam de parâmetros que não são monitorados em empresas brasileiras, dificultando suas implementações (FEIL, 2019). Em contrapartida, transformadores de potência construídos recentemente possuem parâmetros monitorados desde de sua energização, sendo que em metodologias clássicas de avaliação, não são atribuídas a tais parâmetros sua devida importância.

Dentre as metodologias já desenvolvidas, ainda, as técnicas de cálculos utilizadas em muitos casos podem ser evoluídas, utilizando-se do advento dos métodos de inteligência artificial na determinação dos índices avaliativos. Metodologias como, por exemplo, a lógica *fuzzy*, aplicam a inteligência artificial para a combinação e ponderação dos parâmetros, baseando a saída dos índices em teorias de conjuntos. A técnica é fundamentada em variáveis linguísticas, facilitando as construções das relações causa-efeito (PEDRYCZ; GOMIDE, 2007).

Outro fator a ser analisado na avaliação de ativos, é a inclusão do envelhecimento do transformador, através da estimativa da degradação e fim de vida útil do papel isolante.

Uma vez que não pode ser substituída sem a desmontagem do equipamento, a isolação sólida dos condutores dos transformadores é um dos sistemas mais críticos, sendo a sua degradação, desconsiderada na formação de algumas estratégias. Em situações onde o envelhecimento da isolação é incluído, os parâmetros relativos as condições do papel isolante não estão presentes no cálculo, o que pode subestimar o envelhecimento (HANUNG et al., 2012).

Na construção do modelo de envelhecimento, a possibilidade da obtenção do histórico e monitoramento *on-line* das temperaturas internas do transformador, adicionalmente, favorecem a implementação do cálculo do envelhecimento da isolação de maneira mais assertiva. Algumas estratégias utilizam-se dos registros de carregamento do transformador e de estimativas de temperatura na predição de envelhecimento, não inferindo dados reais ao modelo (GORGAN et al., 2012).

Portanto, o desenvolvimento de uma metodologia para avaliação de transformadores de potência que contemple modelos aprimorados de envelhecimento, em conjunto com um método, onde o estado global do transformador seja determinado através de técnicas modernas, abrangendo os parâmetros de monitoramento disponíveis e relevantes, pode prover indicativos para a gestão de ativos de forma efetiva, apoiando decisões de gerenciamento e substituição de equipamentos, do ponto de vista operacional e financeiro.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia para a avaliação do estado atual e envelhecimento de transformadores de potência, através da aplicação de um método de *Health Index*, baseado em lógica *fuzzy*, e um modelo de envelhecimento, resultando na idade aparente dos equipamentos.

1.2.1 Objetivos Específicos

Para este propósito, têm-se os objetivos específicos:

- Definir um modelo de determinação do envelhecimento de transformadores de potência, a partir das medições de temperaturas nos enrolamentos e que incorpore os efeitos da umidade presente na aceleração da degradação do papel isolante.
- Desenvolver uma metodologia de *Health Index*, com a utilização de lógica *fuzzy*, avaliando e combinando os diversos parâmetros do estado dos transformadores em um índice de simples interpretação.

- Adaptar um método de idade aparente, que associe os eixos de envelhecimento e condições globais dos transformadores em um único parâmetro.
- Aplicar a metodologia desenvolvida em um estudo de caso, avaliando transformadores de potência pertencentes a usina hidroelétrica Santo Antônio, utilizando dados de monitoramentos reais fornecidos pela mesma.
- Analisar os resultados, elencando as possíveis ações a serem tomadas pela gestão de ativos.
- Incluir o método em um *software*, que realizará a avaliação de todos os transformadores de potência da usina em tempo real.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi organizada em cinco Capítulos.

O Capítulo 2 apresenta os fundamentos da avaliação de transformadores de potência através do *Health Index*, com uma revisão de métodos já existentes e suas particularidades. As metodologias de determinação do envelhecimento dos transformadores de potência também são exploradas, assim como as estratégias de gestão de ativos e tomadas de decisão. No Capítulo 3, a metodologia proposta para a avaliação dos transformadores de potência é descrita, expondo as premissas e os métodos de cálculos da estimativa envelhecimento da isolamento, além da elaboração da metodologia de *Health Index* e de determinação da idade aparente dos equipamentos.

O Capítulo 4 aborda um estudo de caso aplicando a metodologia proposta na avaliação de transformadores de potência, a partir de dados de monitoramento destes equipamentos. Também é apresentado um quadro de ações para apoio à tomada de decisão pelos gestores e a implementação do método na usina. O Capítulo 5 contém as considerações finais sobre a metodologia proposta e os resultados obtidos, elencando os ganhos que o método proporciona, bem como sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção é realizada uma revisão bibliográfica acerca das características de estratégias de avaliação de transformadores de potência, apresentando os fundamentos e modelos já desenvolvidos de *Health Index*, assim como os métodos de cálculo da degradação e envelhecimento da isolação dos condutores presentes nesses equipamentos. Em complemento, são avaliadas técnicas de apoio a tomada de decisão na gestão desses ativos, em aspectos financeiros e operacionais.

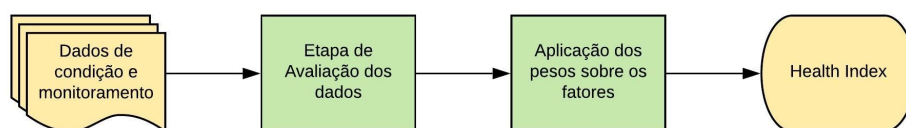
2.1 AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES POR MEIO DE *HEALTH INDEX*

A avaliação de transformadores de potência exige a compilação de vários parâmetros, dificultando a visualização ágil e precisa de seu estado e condições. Uma alternativa para esta questão é a introdução de um índice que avalia, de forma ampla, a "saúde" do transformador. Esta ferramenta é denominada, em muitas literaturas, como *Health Index (HI)*.

Assim sendo, o HI pode ser definido como uma ferramenta que engloba a avaliação de aspectos relevantes para a operação regular do equipamento, reunindo esses aspectos em um índice que apresenta o estado geral do transformador de potência (JAHROMI et al., 2009; IBRAHIM et al., 2016; ABU-ELANIEN; SALAMA; IBRAHIM, 2012). Por resultar em um índice de simples compreensão, o HI é também uma excelente ferramenta de suporte ao gerenciamento de ativos, auxiliando na percepção da necessidade de investimentos em manutenção e possível substituição dos equipamentos (NADERIAN et al., 2008).

O processo para construção de um HI inicia-se no monitoramento e na obtenção de dados sobre as condições das diversas partes do transformador, seguindo de uma avaliação desses parâmetros e a composição do índice final, através da combinação ou ponderação dos fatores. Um exemplo da sequência que um HI pode possuir é apresentada na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Exemplo de processo de determinação de um HI.



Fonte: Autor.

As técnicas de determinação do HI variam em termos de parâmetros avaliados e metodologia de cálculo do índice em si. Os parâmetros avaliados devem possuir relevância para a condição do transformador, ao mesmo tempo em que, os registros de tais parâmetros devem ser confiáveis (JÜRGENSEN; GODIN; HILBER, 2017). A inclusão de dados sem confiabilidade pode levar a conclusões errôneas sobre a real situação que se encontra o transformador, prejudicando o julgamento por parte dos gestores.

A quantidade de parâmetros de entrada também pode variar dentre os métodos existentes. Conforme elencado por Jürgensen, Godin e Hilber (2017), os dados já disponíveis devem ser considerados primeiro, e apenas se viável economicamente, medições complementares devem ser realizadas. Adicionalmente, é citado que diferentes métodos de cálculo podem fornecer resultados distintos, para os mesmos dados avaliados, necessitando transparência nos enfoques do método.

Uma metodologia de HI, com diversos parâmetros de entrada, foi desenvolvido por Naderian et al. (2008), que inclui dados de gases dissolvidos no óleo isolante, análises da qualidade do óleo isolante, formação de compostos furânicos, condições das buchas, histórico de carga e condições do comutador de taps, dentre outros. O índice é composto por um total de vinte parâmetros, sendo combinados com a atribuição de pesos para cada parâmetro, com um peso final no índice de 40% aos que se referem ao comutador, e 60% aos demais. São detalhados os fundamentos das ponderações realizadas, aplicando o método a um número considerável de transformadores. Como resultados, ainda há estimativas de vida útil e probabilidade de falhas dos equipamentos.

De maneira similar ao realizado por Naderian et al. (2008), Jahromi et al. (2009) propõe um HI com a inclusão de mais alguns fatores, além de uma matriz de risco de falhas. Embora a quantidade de parâmetros abranja várias partes dos transformadores de potência, existe a dificuldade em possuir ou implementar o registro de parâmetros nessa escala. A partir de um conjunto mais limitado de parâmetros, Li et al. (2012) desenvolveu um HI com a utilização de fatores dielétricos, elétricos, análises do óleo isolante e envelhecimento pela temperatura. Contudo, alguns dos ensaios necessários são dispendiosos, tornando-se inviáveis em muitas situações.

Os parâmetros comumente monitorados pelas organizações detentoras de transformadores de potência são relacionados ao óleo isolante do transformador. As alterações nesses fatores podem indicar a iminência de falhas ou a deterioração das partes do transformador (CIGRE 005 GT B3/B5/A2.01, 2007). Neste aspecto, Ortiz et al. (2016) compara dois modelos de HI, baseados em parâmetros advindos de ensaios de óleo isolante. O segundo modelo avaliado inclui a idade e histórico de carregamento do transformador. Os modelos são aplicados a um grupo de doze transformadores, com os autores concluindo que, devido a inclusão do envelhecimento do transformador, o segundo modelo representa mais fielmente o estado real dos equipamentos. Em Ibrahim et al. (2016), fatores provenientes do monitoramento das condições do óleo isolante igualmente são utilizados para

a composição de um HI. A metodologia proposta realiza uma seleção de quais parâmetros são mais adequados para representar as condições dos transformadores de potência, através de um modelo de classificação supervisionada.

Em Jürgensen, Godin e Hilber (2017), um estudo de caso é realizado aplicando um HI existente a um caso em particular, investigando a real contribuição dos fatores que compõem um modelo de HI, baseado em análises de gases dissolvidos e qualidade do óleo isolante, carregamento e idade do equipamento. Como conclusão, percebeu-se a falta de influência do carregamento na real representação do estado do transformador e substituiu-se esse parâmetro pelo grau de polimerização da isolação, demonstrando que um HI pode ser modificado para atender especificidades de cada aplicação.

A evolução dos métodos matemáticos de inteligência artificial possibilita a aplicação de modelos baseados em lógica *fuzzy*, redes neurais e outras técnicas na determinação do HI. Nesta linha, Abu-Elanien, Salama e Ibrahim (2012) apresentam um HI para avaliação de transformadores de potência a partir de amostras de óleo isolante, com a utilização de lógica *fuzzy*. A modelagem das funções de pertinência e base de regras é fundamentada em normas e conhecimentos dos operadores dos equipamentos, com a metodologia aplicada à um conjunto de 90 transformadores. Apesar da descrição do modelo resultante, detalhes das escolhas de configurações da lógica *fuzzy* não são apresentados.

De maneira semelhante, Medina et al. (2016) propõe um modelo de HI com lógica *fuzzy* para avaliação de transformadores de potência com tensão nominal até $230kV$. Um método melhorado foi implementado por Lata, Chacón-Troya e Medina (2017), com uma variação sensível para avaliar a performance do HI. Outras abordagens similares são apresentadas por Chantola, Sharma e Saini (2018) e Ranga, Chandel e Chandel (2017).

Uma estratégia utilizando *fuzzy AHP* é proposta por Shang et al. (2016), construindo uma hierarquia entre os fatores integrantes do HI, que é considerada na determinação do HI pela lógica *fuzzy*. Em uma combinação de técnicas de inteligência artificial, um algoritmo *Neuro-Fuzzy* é construído por Roizman e Davydov (2000), para análise de parâmetros de gases dissolvidos no óleo isolante.

A possibilidade de adaptação das estratégias de HI ao cenário brasileiro, considerando os dados de monitoramento que usualmente se dispõe, é um desafio ao desenvolvimento de HI. Com esse intuito, Carraro, Marchesan e Wickert (2016) desenvolveram um HI constituído de fatores normalmente monitorados no sistema elétrico de potência brasileiro. Após a avaliação de quatro metodologias, o autor seleciona os parâmetros do HI, com uma ponderação no índice final considerando taxas de falhas dos componentes ligados a esses fatores. A estratégia apresenta boa aplicabilidade, contudo, limita-se ao estado atual dos equipamentos, não considerando questões de vida útil.

Ainda em contexto do cenário nacional, Marques et al. (2017) desenvolveu um método de avaliação baseado em análises físico-químicas do óleo isolante, com a classificação e geração da ponderação advindas de otimização computacional. A metodologia

é, então, aplicada a uma seleção de transformadores de uma concessionária brasileira, demonstrando a superioridade da abordagem contínua de otimização de pesos. Em Alves et al. (2019), é realizado um levantamento da utilização de monitoramento *on-line* de transformadores e reatores de potência em empresas de transmissão de energia elétrica brasileiras. Um HI compõe a metodologia para equalização e avaliação das condições dos equipamentos.

Considerando as questões discutidas nesta seção, muitas das técnicas propostas demandam monitoramento de vários parâmetros para sua composição, não se adequando a realidade das empresas brasileiras. Outras utilizam-se de métodos de cálculos que não possuem capacidades avançadas para combinação dos fatores, o que pode ser melhorado com técnicas mais modernas. A inserção das opiniões de especialistas de maneira qualitativa também se demonstra como carência dos métodos propostos. Dessa forma, a elaboração de uma metodologia de HI considerando os parâmetros de monitoramento disponíveis, com o apoio de técnicas mais avançadas de combinação dos fatores, pode fornecer, aos gestores e operadores uma ferramenta de auxílio a tomada de decisão, adaptada a sua realidade.

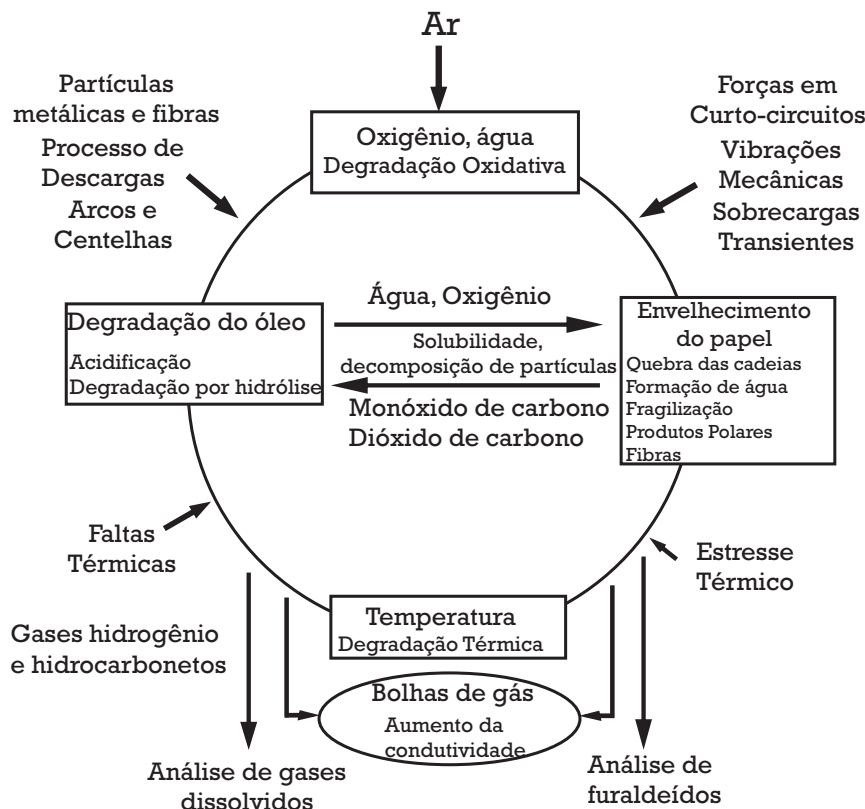
2.2 ENVELHECIMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Dentre os vários sistemas e componentes que os transformadores de potência possuem, o sistema de isolamento sólida dos condutores é um dos mais críticos, sendo sua má condição relacionada com diversas situações de falhas de equipamentos (CIGRE GT A2.02, 2013). Apesar de todos os componentes sofrerem degradação ao longo da vida útil dos transformadores, há a possibilidade de recondicionamento ou substituição de alguns componentes (GORGAN et al., 2012). Contudo, a degradação da isolamento sólida é irreversível, sendo agravado pela não viabilidade da substituição dessa isolamento. Posto isso, o final da vida útil do transformador pode ser atrelada, em muitos casos, ao final da vida útil da isolamento (PORTELLA et al., 2016).

A isolamento sólida, geralmente, é composta por papel kraft comum ou termoestabilizado formados, em sua maior parcela, de celulose. A degradação do papel isolante se dá pela quebra de cadeias das moléculas de celulose, que reduz o seu grau de polimerização (GP), que é o número médio de cadeias em uma molécula (LILAND et al., 2011). As quebras das cadeias provocam a redução da resistência mecânica do material, que em certos níveis, pode comprometer sua funcionalidade.

Especificamente, a degradação do papel isolante ocorre através de processos químicos que envolvem pirólise, hidrólise e oxidação, simultaneamente, em interação com o óleo isolante impregnado ao papel (SILVA, 2013). O ciclo desse processo pode ser observado na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Processo de degradação da celulose presente no papel isolante.



Fonte: Adaptado de Emsley e Stevens (1994).

Neste processo, descrito pela Figura 2.2, o fator dominante que afeta o ritmo de degradação e envelhecimento da isolação é a temperatura. A relação entre a temperatura e o GP do papel é descrita por uma relação de primeira ordem, através da equação de Arrhenius, conforme apresentado em (2.1) (LILAND et al., 2011).

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_o} = Ae^{-\frac{E_a}{RT}t} \quad (2.1)$$

Onde:

DP_o e DP_t → Grau de polimerização inicial e final após transcorrido o tempo t

A → Fator pré-exponencial em $1/h$

E_a → Energia de ativação em kJ/mol

R → Constante universal dos gases em $J/(Kmol)$

T → Temperatura absoluta em K

O papel isolante novo tende a ter um GP na faixa de 1400 a 1200. Contudo, após os processos de secagem na fabricação do transformador, esse valor se estabelece na faixa de 1000 (LELEKAKIS et al., 2014; LUNDGAARD et al., 2004). Com GP igual a 200, a resistência à tração do material chega a 20%, o que é adotado por muitas referências

como sendo o final da vida útil da isolamento (LELEKAKIS et al., 2014; LUNDGAARD et al., 2004; LILAND et al., 2011; CIGRE WG A2.24, 2009).

Uma abordagem muito utilizada para a determinação do envelhecimento da isolamento é a descrita pela norma 60076 – 7 da *International Electrotechnical Commission (IEC)* (IEC, 2018), que apresenta um modelo com base na temperatura como parâmetro de controle, desconsiderando a influência da acidez, umidade e nível de oxigênio presente no papel isolante. A temperatura considerada nesse caso, é a do ponto mais quente dos enrolamentos, denominado *Hotspot*. Com base nessa abordagem, o envelhecimento relativo V pode ser calculado, para papel kraft comum, por meio de (2.2), e para papel termoestabilizado utilizando (2.3).

$$V = 2^{\left(\frac{\Theta_h - 98}{6}\right)} \quad (2.2)$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110 + 273} - \frac{15000}{\Theta_h + 273}\right)} \quad (2.3)$$

Onde:

$\Theta_h \rightarrow$ Temperatura de *hotspot* em °C

O envelhecimento relativo tem como base a temperatura de 98 °C para papel kraft comum e 110 °C para papel termoestabilizado. Com estes valores, o envelhecimento relativo resultante é $V = 1,0$. Contudo, é possível observar que esta taxa tem influência significativa do valor de temperatura de *hotspot*. O intuito da utilização dessa taxa de envelhecimento é determinar a perda de vida útil da isolamento, durante um período sob essa temperatura. Neste caso, a perda de vida útil (*LOL*) é obtida através de (2.4) ou aproximada por (2.5) (IEC 60076 – 7, 2018).

$$LOL = \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad (2.4)$$

$$LOL \approx \sum_{n=1}^{N_t} V_n \times t_n \quad (2.5)$$

Onde:

$LOL \rightarrow$ Perda de vida útil em certo intervalo de tempo

$V_n \rightarrow$ Envelhecimento relativo durante o intervalo n

$t_n \rightarrow$ Intervalo de tempo em h

$n \rightarrow$ Número de cada intervalo

$N_t \rightarrow$ Total de intervalos

Um processo semelhante é proposto pela norma C57.91 da *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* (IEEE, 2011), onde um fator de aceleração de envelhecimento é calculado. Na sequência, têm-se a determinação do fator de envelhecimento equivalente, considerando o tempo transcorrido. A perda de vida útil também é descrita,

fornecendo informações sobre critérios para final de vida útil da isolação, provendo uma estimativa em horas da vida útil total do papel isolante.

Embora os modelos de envelhecimento definidos pelas normas IEC 60076–7 (2018) e IEEE Std. C57.91 (2011) não considerem outros fatores que contribuem para a aceleração do envelhecimento do papel isolante, diversos estudos foram realizados avaliando o envelhecimento da isolação em condições adversas. Emsley e Stevens (1994) conduziram estudos de envelhecimento acelerado com amostras de papel isolante, em condições de presença de 1%, 2% e 4% de umidade, obtendo assim valores para as constantes energia de ativação E_a e fator pré-exponencial A , nestas situações. Esses resultados permitem a adaptação de (2.1) para incluir a influência desses parâmetros no envelhecimento.

Com o mesmo propósito, Lundgaard et al. (2004), realizou ensaios de envelhecimento acelerado, comparando os resultados obtidos com os previamente apresentados por Emsley e Stevens (1994). Esses ensaios foram executados em seis testes diferentes, incluindo acidez e a presença de oxigênio. Os resultados apresentam discrepâncias do estudo anterior, exibindo a complexidade de determinação dessas influências. Outras conclusões citadas são que a umidade no papel pode reduzir sua vida útil consideravelmente, o que justifica a introdução desse parâmetro no modelo de envelhecimento. Também é elencado que a simples manutenção do óleo isolante não extingue a umidade do papel isolante, sendo que, outros meios devem ser considerados para tanto.

Outros estudos foram realizados investigando os valores de energia de ativação E_a e fator pré-exponencial A , para situações de baixa umidade, elevada umidade, presença de acidez e oxigênio (CIGRE WG A2.24, 2009; LELEKAKIS; MARTIN; WIJAYA, 2012; LUNDGAARD; HANSEN; INGEBRIGTSEN, 2008; LELEKAKIS et al., 2014). Posteriormente a esses estudos, a norma IEC 60076 – 7 (2018) em sua última versão, dispõe de um exemplo para consideração dos parâmetros de envelhecimento.

Dentre as aplicações de modelos de envelhecimento já realizadas, têm-se a não inclusão desses fatores por algumas estratégias. Em Feil (2019), o envelhecimento de transformadores é estimado com a utilização do método presente na IEEE Std. C57.91 (2011), desconsiderando os fatores de aceleração do envelhecimento.

Uma modelagem para estimação da vida útil remanescente utilizando (2.5), é apresentada por Gorgan et al. (2012), com o complemento do método considerando fatores de envelhecimento, através de (2.1). O segundo método ainda é complementado pela medição de compostos furânicos. Os resultados demonstram algumas limitações da não inclusão das condições da isolação.

Uma outra abordagem na estimativa de GP, é a medição de compostos furânicos presentes no óleo isolante. A degradação da celulose produz esses compostos, dentre eles, furfuraldeído ($2 - FAL$). A concentração desses compostos no óleo isolante pode ser relacionada com o GP da isolação, determinando, assim, o grau de envelhecimento desta e do transformador (ASSUNÇÃO, 2007). Diversos métodos para relacionar GP e

a concentração de compostos furânicos tem sido propostos, sendo os mais recorrentes os estudados por DePablo, Burton, Vuarchex e Chendong (SAHA, 2003).

Na ausência de dados de temperatura, alguns estudos combinam os resultados de compostos furânicos na estimativa de GP, como realizado por Hanung et al. (2012), onde a estimativa de GP através do modelo de degradação da isolação é comparada com métodos baseados em compostos furânicos. Esta abordagem também é aplicada em Jahromi et al. (2009), Naderian et al. (2008). Já em Hillary et al. (2017), apenas a concentração de furânicos foi utilizada para estimativa de GP e vida útil remanescente dos equipamentos. Vale ressaltar que o valor da concentração sofre influência de muitos aspectos como volume do óleo isolante, tipo de papel e de óleo, parâmetros físico-químicos, dentre outros. Os ensaios para detecção desses compostos nem sempre são realizados frequentemente pelas empresas e ao regenerar-se o óleo isolante, elimina-se esses compostos (PORTELLA et al., 2016; ASSUNÇÃO, 2007). Portanto, a implementação desse tipo de análise de maneira eficiente representa um desafio.

2.3 GESTÃO DE ATIVOS E TOMADA DE DECISÃO

A gestão dos transformadores de potência necessita de um planejamento elaborado, dada a sua importância para o SEP, no que tange sua vida útil e necessidade de manutenção, assim como sua operação e retirada de serviço. Diariamente, as empresas proprietárias desses equipamentos efetuam decisões de gerenciamento desses ativos, o que demanda ferramentas para conhecimento do real estado dos equipamentos.

Como suporte ao processo de gestão, muitos estudos utilizam as avaliações baseadas em HI para identificar as condições dos equipamentos. Na estratégia de HI elaborada por Jahromi et al. (2009), são elencadas possibilidades de interpretação dos resultados do HI no apoio a tomada de decisão. Com relação a probabilidade de falhas, uma curva relacionando HI, idade do transformador e taxa de falha é apresentada. Para estratégia de substituição de equipamentos, é sugerido a retirada de parâmetros passíveis de solução por meio de manutenção do índice, seguida da estimativa atual de probabilidade de falhas, onde se determina a idade efetiva. Após, estima-se a vida útil remanescente do equipamento, que é o parâmetro para decisões financeiras e planejamento de substituição. No entanto, devido aos fatores do HI sofrerem variação na taxa de degradação destes, deve-se realizar constantes reavaliações das estimativas. Embora considere vários aspectos em sua construção, a metodologia tem base na idade do equipamento, o que em muitos casos não reflete seu envelhecimento real.

No contexto da utilização dos resultados de HI, Hjartarson e Otal (2006) utiliza HI e níveis de manutenção para estimar as condições futuras dos transformadores de potência. Uma relação entre HI e probabilidade de falha é estabelecida, prestando suporte

a decisões de curto prazo, financeiras e de manutenção. Para condições futuras, são traçados cenários baseados na política de manutenção empregada. Neste método, as relações são apresentadas de modo subjetivo, dependendo profundamente da experiência e conhecimento dos envolvidos.

O HI também é empregado por Picher et al. (2014), em um conceito chamado de Idade Aparente (IA). Definindo o HI, este foi aplicado em um grande número de transformadores, possibilitando a avaliação da resposta de HI para equipamentos de diferentes idades. Uma regressão linear é obtida através desses pontos, permitindo a reclassificação da idade do equipamento. Nesta abordagem, um transformador com pouca idade, mas com HI ruim, poderá resultar em uma IA maior que um transformador com idade avançada, mas com bom HI. Limites superiores e inferiores são acrescentados, em casos de situações extremas. A determinação da linha de regressão é o grande desafio desse método, uma vez que, para resultados consistentes, um grande número de equipamentos devem ser considerados na sua formação.

Com foco na otimização de custos com manutenção e na confiabilidade dos equipamentos, Zhang et al. (2016) propõe um modelo baseado na avaliação das condições da isolação do transformador, com a quantificação financeira de reparos e substituição dos equipamentos. Uma metodologia para substituição de transformadores baseada no envelhecimento é apresentada por Schijndel, Wouters e Wetzler (2012), a partir de um modelo de envelhecimento do transformador com base no GP e estimativas de temperatura dos equipamentos, em conjunto com um modelo de confiabilidade. O método possui a vantagem de um tratamento das incertezas associadas as estimativas.

Outra estratégia para priorização na substituição de transformadores de potência é elaborada por Feil (2019), onde HI, envelhecimento dos equipamentos e a importância destes para as subestações são levadas em consideração. O ranqueamento posiciona as unidades em ordem de prioridade de substituição, com base nestes preceitos. Agregando vários aspectos em sua análise, o método possui bom desempenho, mas ainda há a possibilidade de aprimoramento do modelo de envelhecimento.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou um panorama sobre as técnicas para avaliação de transformadores de potência, com foco no envelhecimento da isolação e nos modelos de HI. Percebe-se a necessidade da seleção dos parâmetros de entrada do HI de maneira a expressar as condições dos componentes, sempre utilizando dados relevantes e confiáveis. As quantidades e tipos de parâmetros devem ser adequados a realidade de cada aplicação, podendo-se introduzir técnicas modernas de cálculo do HI

Sobre os métodos de envelhecimento, a consideração dos agentes que aceleram a degradação da isolação produz resultados mais próximos da realidade, devendo ser incorporado sempre que possível. A avaliação de GP por meio de compostos furânicos acarreta em desafios, que inviabiliza o monitoramento do envelhecimento por esse método em muitos casos.

Como ferramenta de apoio a gestão de ativos, a combinação do HI e do envelhecimento do transformador de potência, como o realizado através da IA, facilita a compreensão do gestor sobre a real situação dos equipamentos, tanto para intervenções ao longo da vida útil, como para reposição do equipamento ao fim desta. Uma metodologia desenvolvida com estas características possibilita um melhor gerenciamento de transformadores de potência, com uma métrica padrão aplicada a todas as unidades.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

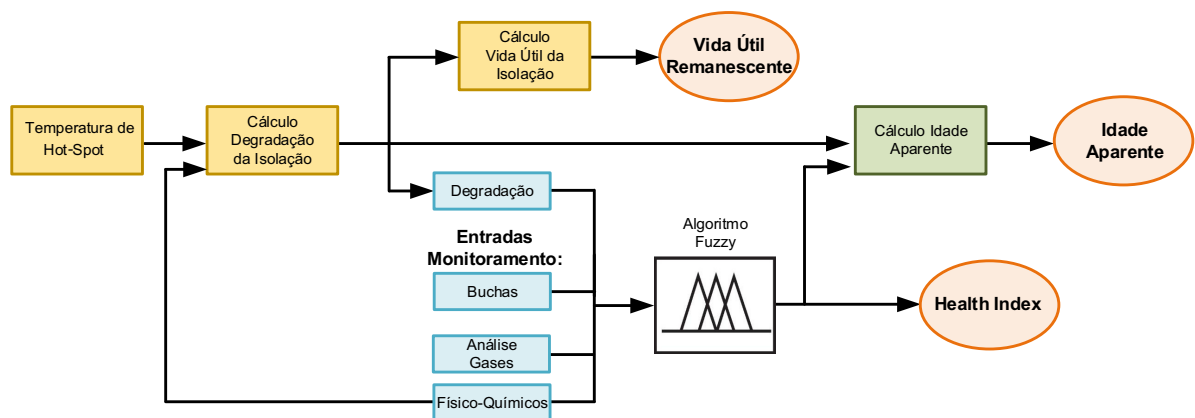
No presente capítulo é apresentada a metodologia proposta para a avaliação das condições de transformadores, em dois aspectos: Condição global do equipamento, através da aplicação de um HI, e avaliação do seu envelhecimento, com a determinação da degradação da isolação sólida, perda de vida útil e vida útil remanescente. Em complemento a essas duas análises, determina-se a idade aparente do equipamento, que visa combinar esses dois aspectos, envelhecimento e condições dos componentes do transformador, em um resultado simples e robusto.

A determinação da degradação da isolação sólida e do envelhecimento do transformador baseia-se nos procedimentos normatizados pela norma IEC 60076 – 7 (2018), em conjunto com os estudo recentes em que esta baseia-se. Em relação a metodologia de HI, utiliza-se a aplicação de um algoritmo *fuzzy*, que possui entradas advindas de avaliação de componentes do transformador, seu sistema de isolação e histórico de carregamento.

As faixas de classificação e a ponderação quanto à importância de cada parâmetro na construção do índice advêm da análise de estudos anteriores, normatizações e expertise dos especialistas envolvidos no projeto de pesquisa, no qual este estudo faz parte. Com relação aos especialistas citados, têm-se um profissional engenheiro eletricista, com larga experiência na fabricação, ensaios e funcionamento em campo de transformadores de potência, o qual presta consultoria ao projeto de pesquisa. Em conjunto, um especialista na área de engenharia química, com mais de 40 anos de experiência em fluídos e materiais isolantes de transformadores de potência, participante do projeto, também realizou contribuições na construção da metodologia proposta.

A Figura 3.1 contém um diagrama das etapas da metodologia proposta.

Figura 3.1 – Diagrama do modelo proposto para avaliação de transformadores de potência.



Fonte: Autor.

Conforme demonstra a Figura 3.1, a primeira etapa do método consiste no cálculo da degradação da isolação sólida, considerando a temperatura de *hotspot*, em conjunto com a determinação da umidade do papel isolante, através do teor de umidade monitorada, presente no óleo isolante. A partir do cálculo da degradação, determina-se a perda de vida útil e vida útil remanescente da isolação. Na segunda etapa, a degradação da isolação e os parâmetros monitorados são avaliados através do método *fuzzy* de HI, resultando em um valor de HI, baseado nas condições do transformador. Por último, a terceira etapa realiza a combinação dos aspectos de envelhecimento e HI, definindo-se a idade aparente do equipamento. O desenvolvimento da metodologia é descrito em detalhes no restante desta seção.

3.1 DETERMINAÇÃO DO ENVELHECIMENTO DO TRANSFORMADOR

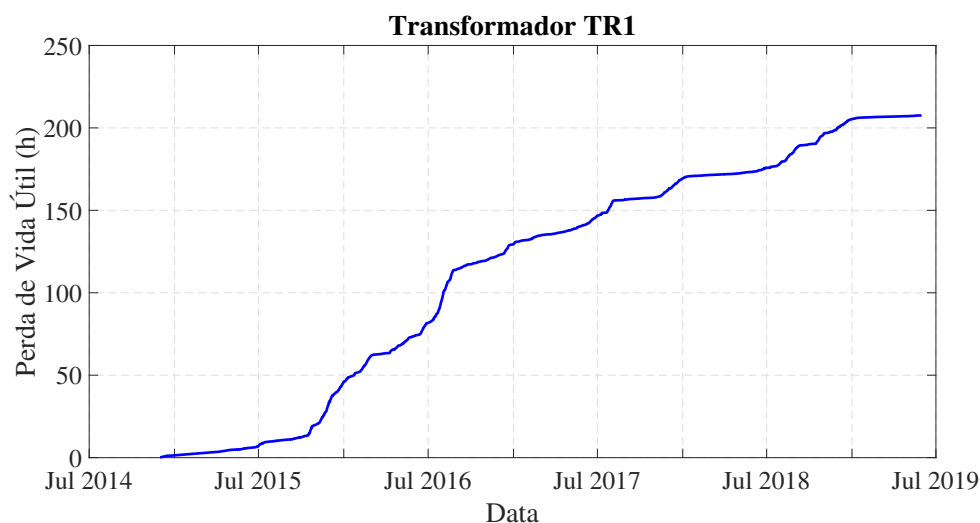
Conforme observado no Capítulo 2, para determinar o envelhecimento do transformador, é necessária a definição do envelhecimento da isolação sólida (papel kraft comum ou termoestabilizado), que envolvem os condutores dos enrolamentos. A determinação do GP através de medições de níveis de compostos furânicos, devido as características do estudo de caso a ser aplicado o método, torna-se inviável, uma vez que, não são todos os equipamentos que possuem monitoramento desse parâmetro. Ainda, o curto tempo em operação dos transformadores, faz com que a concentração de compostos furânicos não seja significativa, observando-se a não detecção em certos períodos, dificultando uma análise assertiva.

Dentre os métodos existentes, o modelo apresentado pela IEC 60076 – 7 (2018) demonstra-se o mais apropriado, devido a apenas necessitar dos valores de temperatura de *hotspot* como variável de controle. Contudo, este modelo considera apenas a degradação da isolação devido aos efeitos da temperatura, desconsiderando as influências da umidade, acidez e nível de oxigênio. Como resultado, quando aplicado esse modelo ao estudo de caso, obtêm-se um envelhecimento em uma grandeza muito inferior ao tempo em operação do equipamento. Essa condição pode ser verificada através da Figura 3.2.

Conforme observa-se na Figura 3.2, o envelhecimento verificado no período é inferior a 250 horas, em um período superior a 3 anos em operação. Considerando o final da vida útil da isolação em 150 mil horas, conforme sugerido pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) NBR 5356-7 (ABNT, 2017b), o envelhecimento obtido não representa a degradação real do equipamento. Assim sendo, há a necessidade do aprimoramento desse modelo.

A consideração de outros fatores que contribuem para o envelhecimento também é prevista pela IEC 60076 – 7 (2018), baseado nos estudos recentes realizados, por exemplo,

Figura 3.2 – Envelhecimento ao longo do tempo em operação, aplicando-se o modelo proposto pela IEC 60076 – 7 (2018).



Fonte: Autor.

em CIGRE WG A2.24 (2009), Lelekakis, Martin e Wijaya (2012), Lundgaard, Hansen e Ingebrigtsen (2008).

Para o modelo proposto, optou-se por considerar os efeitos da umidade no papel isolante, que é estimada através de análises do teor de umidade do óleo isolante, na equação de degradação da isolação, conforme detalhado a seguir.

3.1.1 Modelo de estimativa da umidade presente no papel isolante

A umidade presente no papel isolante, pode ser estimada, através da análise da umidade relativa no óleo isolante. Para tanto, existem modelos que consideram o equilíbrio entre a umidade do papel e óleo isolante, não havendo migração da umidade de um sistema para outro, assim como modelos mais completos, onde o estado transitório e as dinâmicas de migração da umidade do óleo isolante para o papel são consideradas. Contudo, o modelo transitório demanda dados físicos do sistema de isolação, além do monitoramento das dinâmicas do processo. Portanto, para a atual estimativa da umidade do papel isolante, decidiu-se pela adoção apenas do modelo em equilíbrio, considerando que não há migração de umidade do óleo isolante para o papel isolante do transformador, no momento de amostragem.

Dessa forma, é possível a estimativa do teor de umidade do papel isolante através das curvas de equilíbrio (SOUSA et al., 2014). Dentre os métodos mais utilizados, com uma abordagem para regiões de baixa umidade, que se adapta melhor ao estudo de caso posterior, têm-se os métodos de Fabre-Pichon e Oommen (DU et al., 1999). Entretanto,

o método de Fabre-Pichon não possui uma boa indicação em situações de uma umidade do papel inferior a 1%, além de ser um método muito antigo, obtido com modelos de óleo isolante com propriedades diferentes dos atuais (ASSUNÇÃO, 2007). Assim sendo, o método de estimativa será baseado nas curvas de equilíbrio criadas por Oommen (1983).

Contudo, embora as curvas possibilitem a relação visual entre as grandezas, para o ajuste do cálculo da degradação, demanda-se as equações que dão origem as essas curvas. Dessa forma, essas equações foram geradas a partir do levantamento dos pontos e suas coordenadas no gráfico original, com o uso da ferramenta *WebPlotDigitizer* (ANKIT ROHATGI, 2021). Posteriormente, uma regressão não linear para estabelecer as curvas em cada temperatura, pelo método polinomial de quarta e quinta ordem, foi conduzida com uma ferramenta de *Curve Fitting* (PLOTLY, 2021). Como resultado, conhecendo-se a umidade relativa do óleo isolante e a temperatura que este se encontra, a umidade no papel é estimada através de (3.1). A determinação dessas equações possibilita matematicamente relacionar as umidades no óleo e no papel isolante, sem a necessidade de observar-se o gráfico original.

$$UP_{(\theta^{\circ}C)} = F_{5(\theta^{\circ}C)} \times UO^5 + F_{4(\theta^{\circ}C)} \times UO^4 + F_{3(\theta^{\circ}C)} \times UO^3 + F_{2(\theta^{\circ}C)} \times UO^2 + F_{1(\theta^{\circ}C)} \times UO + F_{0(\theta^{\circ}C)} \quad (3.1)$$

Onde:

$UP_{(\theta^{\circ}C)}$ → Umidade resultante no papel em %

$\theta^{\circ}C$ → Temperatura da amostra de óleo em °C

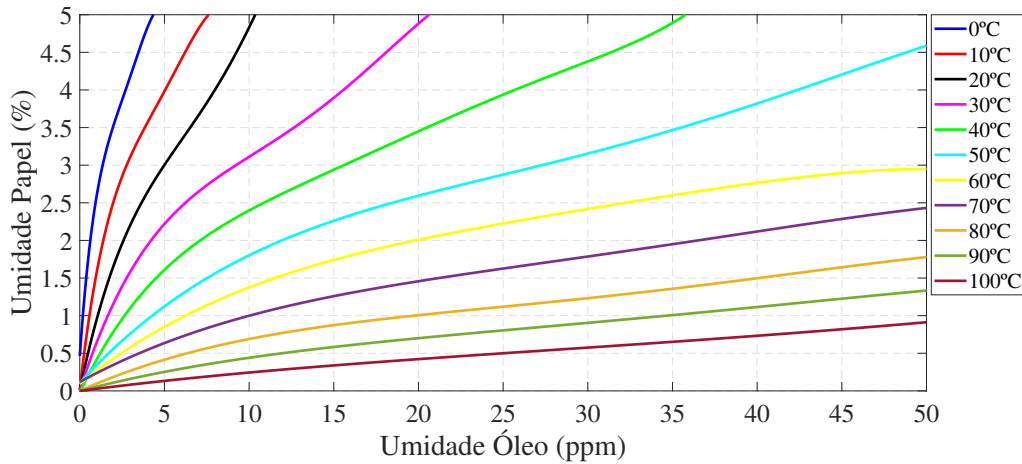
UO → Umidade relativa do óleo isolante em ppm

F_0 à F_5 → Fatores da regressão polinomial. Seus valores são apresentados no Apêndice B.

As curvas geradas a partir das regressões presentes em 3.1, que serão aplicadas na estimativa da umidade do papel isolante, são apresentadas na Figura 3.3.

Os resultados demonstram que, as curvas obtidas pelo método de regressão são semelhante às curvas originais de Oommen (1983), viabilizando a utilização da equação (3.1), nas estimativas de umidade do papel. Para incrementar a robustez, os valores intermediários de temperatura são interpolados linearmente entre as faixas que se encontram, permitindo obter-se valores com temperaturas dentre as faixas das curvas. Contudo, valores fora dos limites de baixa umidade não podem ser obtidos por esse modelo, e serão limitados no cálculo da degradação.

Figura 3.3 – Curvas de Oommen de equilíbrio entre papel e óleo isolante para regiões de baixa umidade, geradas a partir de (3.1).



Fonte: Autor.

3.1.2 Definição dos parâmetros do cálculo da degradação da isolação pelo envelhecimento relativo

Para inserção dos efeitos da umidade do papel isolante no processo de degradação, faz-se necessária a utilização de uma simplificação da equação geral de Arrhenius (2.1), que seja dependente também das condições da isolação. Para tanto, sugere-se, em IEC 60076 – 7 (2018, Anexo A) que se aplique (3.2) para o cálculo do envelhecimento relativo.

$$K = \frac{A}{A_r} e^{\frac{1}{R} \left(\frac{E_{ar}}{(\Theta_{hr} + 273)} - \frac{E_a}{(\Theta_h + 273)} \right)} \quad (3.2)$$

Onde:

K → Envelhecimento relativo com a influência da condição da isolação

A → Fator pré-exponencial em $1/h$

A_r → Fator pré-exponencial de referência em $1/h$

E_a → Energia de ativação em kJ/mol

E_{ar} → Energia de ativação de referência em kJ/mol

R → Constante universal dos gases em $J/(Kmol)$

Θ_h → Temperatura de *hotspot* em $^{\circ}C$

Θ_{hr} → Temperatura de *hotspot* de referência em $^{\circ}C$

Os fatores pré-exponencial A e energia de ativação E_a são dependentes da umidade, acidez e nível de oxigênio presente no papel isolante. Através da evolução dos estudos nessa área, têm-se os valores para esses fatores, presentes na IEC 60076 – 7 (2018). Pelo fato do presente estudo considerar apenas os efeitos da umidade, foram selecionados os valores para papel isolante termoestabilizado, em um ambiente de baixo nível de oxigênio, que

estão dispostos na Tabela 3.1. Os fatores de referência para o envelhecimento relativo E_{ar} e A_r são os mesmo indicados pela coluna 1 da Tabela 3.1, considerando uma temperatura de 110 °C.

Tabela 3.1 – Coeficientes da relação de Arrhenius para determinação da degradação da isolação

Parâmetros para Papel Termoestabilizado			
	Livre de Ar e 0,5% de Umidade	Livre de Ar e 1,5% de Umidade	Livre de Ar e 3,5% de Umidade
A (h^{-1})	$1,6 \times 10^4$	$3,0 \times 10^4$	$6,1 \times 10^4$
E_a (kJ/mol)	86	86	86

Fonte: (IEC 60076 – 7, 2018).

A energia de ativação E_a tem seu valor inalterado em função do aumento da umidade do papel isolante, portanto esse será o valor adotado para a determinação do envelhecimento. Já o fator pré-exponencial A será atribuído conforme o nível de umidade, em concordância com a Tabela 3.1. Ainda é realizada a interpolação entre as faixas de umidade do papel, ou seja, quanto mais próximo do patamar superior, maior será o valor de A . Para valores de umidade do papel inferiores a 1,5%, mantêm-se o patamar mínimo de A .

3.1.3 Modelagem da perda de vida útil e vida útil remanescente

Definida a metodologia para a determinação do envelhecimento relativo do papel isolante, com a inclusão da influência da umidade deste no processo, é possível evoluir para um modelo que, a partir da temperatura do *hotspot* e umidade, possibilite determinar o envelhecimento atual do transformador, assim como sua estimativa de vida útil remanescente.

O envelhecimento relativo dado por (3.2), expressa a degradação horária da isolação, submetida a uma certa temperatura Θ_h . A partir dessa premissa, é proposto o cálculo da perda da vida útil, baseado nas modificações do envelhecimento relativo, expresso por (3.3).

$$LOL_{Acum} = \sum_{n=1}^{N_t} K_n \times t_n \quad (3.3)$$

Onde:

LOL_{Acum} → Perda de vida útil em certo intervalo de tempo

K_n → Envelhecimento relativo durante o intervalo n

t_n → Intervalo de tempo em h

n → Número de cada intervalo

N_t → Total de intervalos

Com a equação (3.3) apresentando a perda de vida útil, o modelo de envelhecimento é capaz de demonstrar a evolução de degradação ao longo de sua operação. Todavia, sem a definição do ponto final da vida útil do papel isolante, torna-se inviável a estimativa de sua vida útil remanescente. Este modelo adotou o critério do grau de polimerização (GP) 200, em consonância com estudos anteriores e recomendações (FEIL, 2019; CARRARO, 2017; ABNT, 2017b). A Tabela 3.2 elenca os parâmetros que baseiam esse critério.

Tabela 3.2 – Fundamentos para a expectativa de vida útil do papel isolante adotada.

Fundamento	Expectativa de Vida Útil		
	GP inicial	GP final	Vida Útil em horas
200 de grau de polimerização retido pela isolação	1000	200	150000

Fonte: (ABNT NBR 5356-7, 2017b).

A partir da definição do final da vida útil da isolação, que segundo o apresentado pela Tabela 3.2, se dará quando o envelhecimento da isolação atingir 150 mil horas, o cálculo da estimativa de vida útil remanescente (VU_{rem}) é realizado por meio de (3.4).

$$VU_{rem} = \frac{VU_{GP200} - LOL_{Acum}}{VU_{GP200}} \times 100 \quad (3.4)$$

Onde:

VU_{GP200} → Expectativa de vida útil total do papel isolante, com o critério GP 200

LOL_{Acum} → Perda de vida útil acumulada em um dado período da operação do transformador

O estabelecimento das equações (3.3) e (3.4) portanto, permitem ao modelo a estimativa da vida útil remanescente do papel isolante, completando a metodologia para determinação do envelhecimento do transformador de potência.

3.2 DESENVOLVIMENTO DA AVALIAÇÃO ATRAVÉS DE UM *HEALTH INDEX* (HI)

Com o intuito de modelar uma metodologia de avaliação do estado de transformadores de potência, que seja aplicável no ambiente e sob os recursos em que este opera, é fundamental a seleção dos parâmetros de monitoramento que possuem relevância para a avaliação, além dessa medição ser confiável (JÜRGENSEN; GODIN; HILBER, 2017). A seleção dos parâmetros que compõem o presente HI baseia-se, então, na disponibilidade e confiabilidade dos dados de monitoramento disponíveis no estudo de caso, que será avaliado posteriormente neste trabalho. Em complemento, o conhecimento dos especialistas participantes do projeto de pesquisa e desenvolvimento do qual esse estudo faz parte, também foi considerado nessas definições.

A seguir são descritos a definição dos fatores, o desenvolvimento da metodologia *fuzzy* para o cálculo do HI e seus ajustes.

3.2.1 Definição dos parâmetros de entrada do HI

Para cobrir as condições da maior parte dos componentes dos transformadores de potência, em termos químicos, elétricos e mecânicos, foram selecionados 4 fatores para a composição final do HI. Uma síntese desses fatores é apresentada na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Descrição dos fatores que compõem o modelo de HI proposto.

Descrição do Fator	Fator
Análise de Gases Dissolvidos	FAGD
Análises Físico-Químicas	FAFQ
Condições das Buchas Condensivas	FBUC
Degradação do Equipamento	FDEG

Fonte: Autor.

Esses fatores não incluem parâmetros relacionados ao histórico de manutenção, uma vez que não foi possível obter registros suficientes destes, para o estudo de caso a ser analisado. Outro fator não considerado são as condições de comutadores sob carga, pois os transformadores a serem avaliados não possuem esse componente.

Os parâmetros considerados em cada fator citados na Tabela 3.3 são descritos em detalhes a seguir.

3.2.1.1 Fator de análise de gases dissolvidos - FAGD

O fator FAGD baseia-se no monitoramento da concentração de gases dissolvidos presente no óleo isolante no interior do transformador, não considerando monitoramento do óleo isolante presente em comutadores sobre carga. Esta técnica permite a identificação de falhas e anomalias no transformador de maneira precoce e não invasiva (IEEE Std. C57.104, 2019). Existem diversos métodos utilizados para interpretação e diagnóstico baseados em análise de gases dissolvidos (MARQUES, 2018).

Para composição dos índices, a interpretação dos dados tem origem no método de Rogers (IEEE Std. C57.104, 2019). Optou-se por essa metodologia pelo fato de permitir, com poucos parâmetros, a indicação da deterioração do equipamento. Outros métodos, como por exemplo, Doernenburg, utiliza-se de um número maior de razões em sua composição, o que elevaria a complexidade da construção da lógica *fuzzy*. Algo semelhante ocorre com o método de Triângulo de Duval, onde a análise gráfica é complexa de ser implementada (SILVA, 2017). Os gases considerados pelo método de Rogers são metano (CH_4), hidrogênio (H_2), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4) e etano (C_2H_6), sendo as relações entre concentrações do método elencadas na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Relação entre as concentrações de gases dissolvidos utilizadas como parâmetros de entrada do fator FAGD.

Razão	Gases Relacionados
$R1$	$\frac{CH_4}{H_2}$
$R2$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
$R3$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$

Fonte: (SILVA, 2017).

As razões de concentrações de gases $R1$, $R2$ e $R3$ constituem as entradas do fator FAGD que será calculado pelo algoritmo *fuzzy* de HI.

3.2.1.2 Fator de análises físico-químicas - FAFQ

Dentre os componentes de um transformador de potência, o óleo isolante realiza funções críticas no equipamento, sendo uma maneira eficaz de prevenção de ocorrências a avaliação de suas propriedades (JAHROMI et al., 2009). Para a seleção de quais parâmetros físico-químicos incluir no HI, objetivou-se aqueles com maior potencial para sinalizar funcionamento atípico e possíveis condições que levem a falhas, em conjunto com o julga-

mento dos especialistas. Assim sendo, os parâmetros selecionados são demonstrados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Parâmetros das análises físico-químicas do óleo isolante selecionados como entrada para o FAFQ.

Fator do HI	Parâmetros de Entrada
FAFQ	Umidade Acidez Tensão Interfacial

Fonte: Autor.

Com a avaliação dos parâmetros físico-químicos presentes na Tabela 3.5, possibilita-se identificar, caso ocorra, alterações nas condições do óleo isolante, através da umidade e acidez, assim como surgimento de contaminantes, pela tensão interfacial, que são parâmetros que também aparecem com relevância dentre modelos de HI anteriormente realizados (JAHROMI et al., 2009; ORTIZ et al., 2016; CARRARO, 2017).

3.2.1.3 Fator de buchas condensivas - FBUC

Outro importante componente de transformadores de potência, em especial em equipamentos que operam em níveis de tensão de $230kV$ ou além, são as buchas condensivas. Esses componentes são relacionados a uma grande parcela de falhas em transformadores, que retiram os equipamentos de operação por longos períodos (CIGRE GT A2.02, 2013). Os parâmetros selecionados relacionados às condições das buchas estão presentes na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Parâmetros de análise das condições das buchas do transformador de potência, selecionados como entrada para o FBUC.

Fator do HI	Parâmetros de Entrada
FBUC	Capacitância Fator de Potência

Fonte: Autor.

Os valores monitorados serão comparados com valores de ensaio em fábrica, permitindo ao método avaliar discrepâncias e possíveis condições de falhas no isolamento das buchas condensivas, além de seu envelhecimento (SILVA, 2017).

3.2.1.4 Fator de degradação - FDEG

Pelo fato de não ser possível avaliar as condições de todos os componentes e partes do transformador, adicionou-se um último fator, relacionado ao tempo em operação do equipamento, procedimento semelhante ao adotado por Carraro (2017). Contudo, como cada transformador opera com ciclo de carregamento único, incluiu-se o parâmetro da perda de vida útil, definida por (3.3). A relação dos componentes que integram o FDEG é exposta na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Parâmetros para aferição da degradação do transformador de potência, selecionados como entrada para o FDEG.

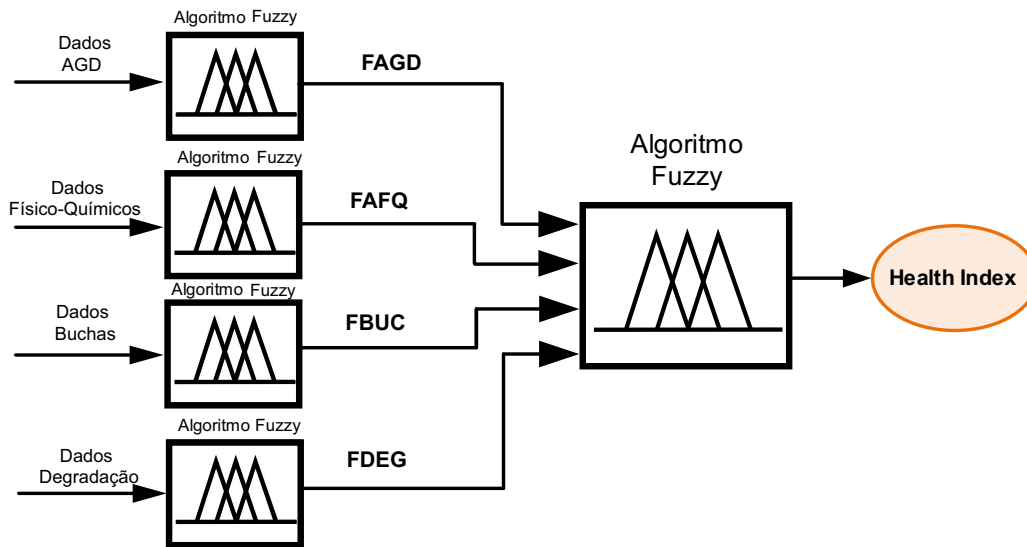
Fator do HI	Parâmetros de Entrada
FDEG	Tempo em Operação Degradação da Isolação (LOL_{Acum})

Fonte: Autor.

3.2.2 Modelagem da metodologia de HI por lógica *fuzzy*

A partir da definição dos fatores a serem considerados na composição do HI, optou-se por realizar uma modelagem através da aplicação de lógica *fuzzy*, combinando esses fatores em um valor final de HI. A lógica *fuzzy* é um método de inteligência artificial que possibilita, a partir do conhecimento prévio do sistema, modelar seu comportamento com o uso de variáveis linguísticas (MISHRA et al., 2015).

O processo da lógica *fuzzy* requer a determinação das funções de pertinência referentes a fuzzificação da entrada, criação de uma base de regras utilizadas no processo de inferência e a defuzzificação da saída (PEDRYCZ; GOMIDE, 2007). A modelagem dessa metodologia foi realizada no ambiente de programação do *software* Matlab, que fornece ferramentas específicas para esse fim. Um diagrama com os blocos *fuzzy*, que integram a metodologia de HI, é apresentado na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Diagrama com os blocos referentes a metodologia de HI por lógica *fuzzy*.

Fonte: Autor.

Pela Figura 3.4, torna-se necessária a modelagem de cada bloco referente aos fatores do HI, assim como o bloco final de cálculo do índice em si. Em todos os blocos, o controlador *fuzzy* selecionado é do tipo *mamdani*, com método de inferência *máx – min* e defuzzificação do tipo centroide, que determina o centro da área que representa o termo *fuzzy* (SHAW; SIMOES, 1999).

Outra convenção aplicada ao método são as variáveis linguísticas que representam os níveis de entrada e as funções de pertinência, assim como os níveis de saída. Para os controladores *fuzzy* que representam os fatores FAGD, FAFQ, FBUC, FDEG e o HI, são três níveis de entrada, presentes na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Definições dos níveis de entrada e variáveis linguísticas associadas a cada função de pertinência.

Nível de Entrada	Sigla
Normal	N
Elevado	EL
Muito Elevado	ME

Fonte: Autor.

Já as saídas são divididas em 4 níveis, aplicados aos mesmos controladores, conforme a Tabela 3.9. Embora o controlador de cálculo final do HI receba a saída dos fatores, foram mantidos 3 níveis de entrada, para simplificar a base de regras.

Tabela 3.9 – Definições dos níveis de saída e variáveis linguísticas associadas a cada função de pertinência.

Nível de Saída	Sigla
Bom	BO
Regular	RE
Ruim	RU
Péssimo	PE

Fonte: Autor.

Definidos os ajustes comuns aos controladores, a próxima etapa são as determinações das funções de pertinência e base de regras em cada controlador. Maiores detalhes sobre a base de regras são apresentados no Apêndice D.

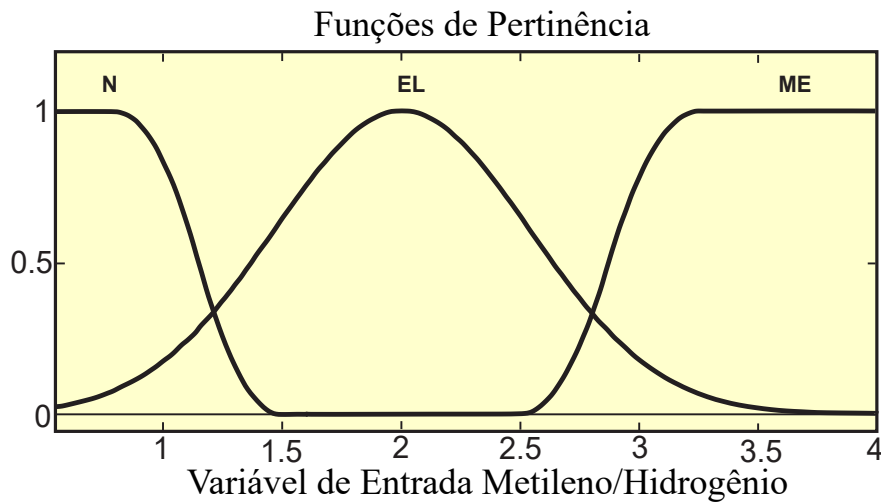
3.2.2.1 Modelagem do controlador fuzzy para o fator FAGD

A partir dos parâmetros de entrada presentes na Tabela 3.4, para cada relação definiu-se os valores desses parâmetros considerados normais (entre 0 e 1), elevados (entre 1 e 3) e muito elevados (acima de 3), fundamentado no método de análise de Rogers (IEEE Std. C57.104, 2019). Um exceção a essa lógica é a razão $\frac{CH_4}{H_2}$ ($R1$), em que valores maiores que 1 ou menores que 0,1 estão fora da normalidade. Neste caso, um limite mínimo (0,55) é determinado, e abaixo desse valor, os resultados são convertidos para faixa superior.

As funções de pertinência resultantes para as entradas do fator FAGD, após a definição das faixas dos parâmetros, podem ser visualizadas nas Figuras 3.5, 3.6 e 3.7.

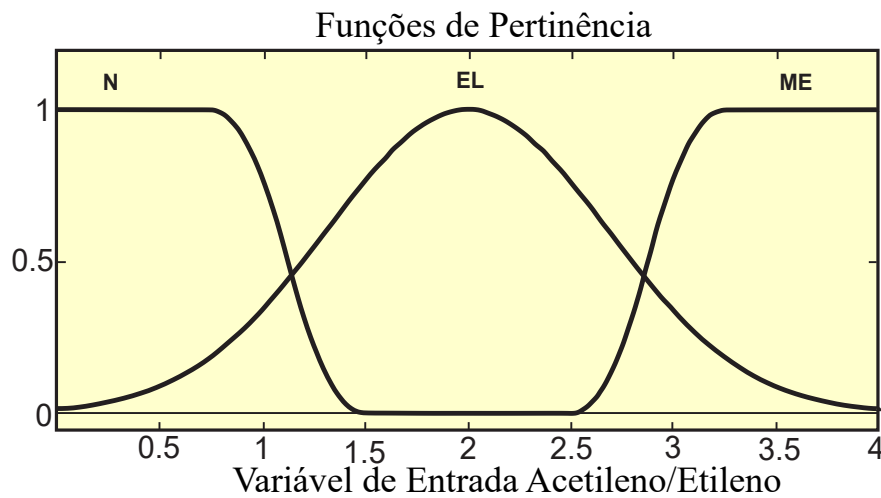
Definiu-se também as funções de pertinência para saída do fator FAGD, representadas na Figura 3.8. Assim como as funções de entradas, adotou-se o modelo gaussiano para funções de saída, a fim de obter-se uma transição mais suave entre os níveis. Esta solução também é adotada para os outros blocos que compõem o HI.

Figura 3.5 – Funções de pertinência para entrada relativa a razão $\frac{CH_4}{H_2}$, referentes ao fator FAGD.



Fonte: Autor.

Figura 3.6 – Funções de pertinência para entrada relativa a razão $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$, referentes ao fator FAGD.

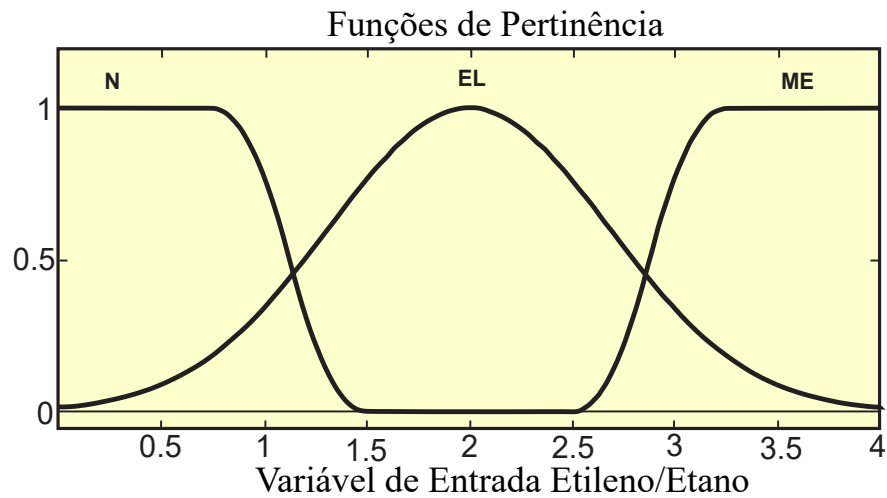


Fonte: Autor.

Uma vez que as funções de pertinência estão definidas, resta a construção da base de regras de apoio a inferência *fuzzy*. Para o fator FAGD, foi definida uma ordem de importância dos parâmetros, com o apoio dos especialistas envolvidos no projeto, resultando na classificação presente na Tabela 3.10.

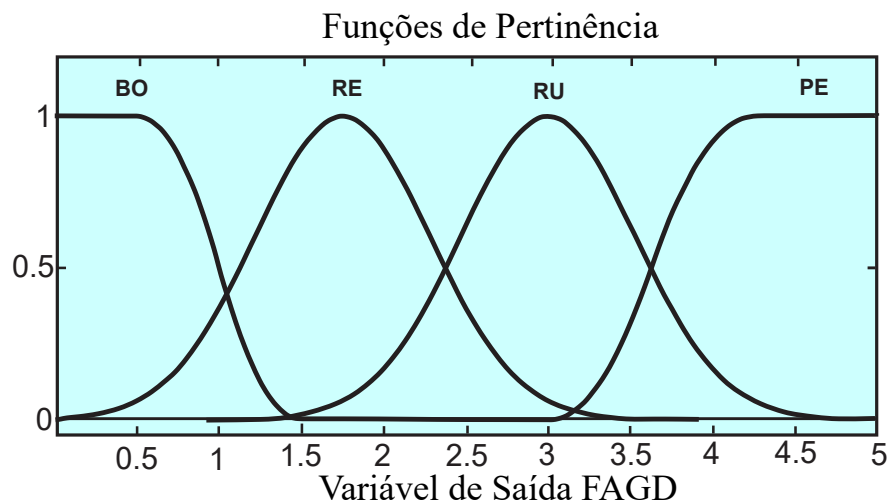
Com o auxílio da Tabela 3.10, foram definidas as regras relacionais da metodologia *fuzzy* para o fator FAGD. O mesmo é realizado nos demais fatores pertencentes ao HI.

Figura 3.7 – Funções de pertinência para entrada relativa a razão $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$, referentes ao fator FAGD.



Fonte: Autor.

Figura 3.8 – Funções de pertinência para a saída do fator FAGD.



Fonte: Autor.

Tabela 3.10 – Ordenação da importância dos parâmetros que compõem o fator FAGD.

Classificação de Importância	Razão
1°	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
2°	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
3°	$\frac{CH_4}{H_2}$

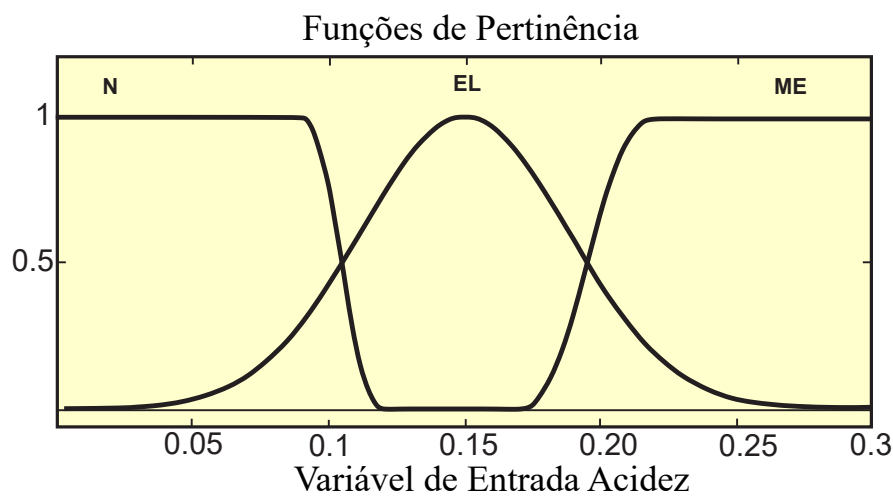
Fonte: Autor.

3.2.2.2 Modelagem do controlador fuzzy para o fator FAFQ

O fator FAFQ é composto pelos parâmetros de entrada presentes na Tabela 3.5. Na definição das faixas de valores normais, elevados e muito elevados, foram consideradas as recomendações da ABNT NBR 10576 (2017a), além de estudos conduzidos anteriormente (JAHROMI et al., 2009; NADERIAN et al., 2008).

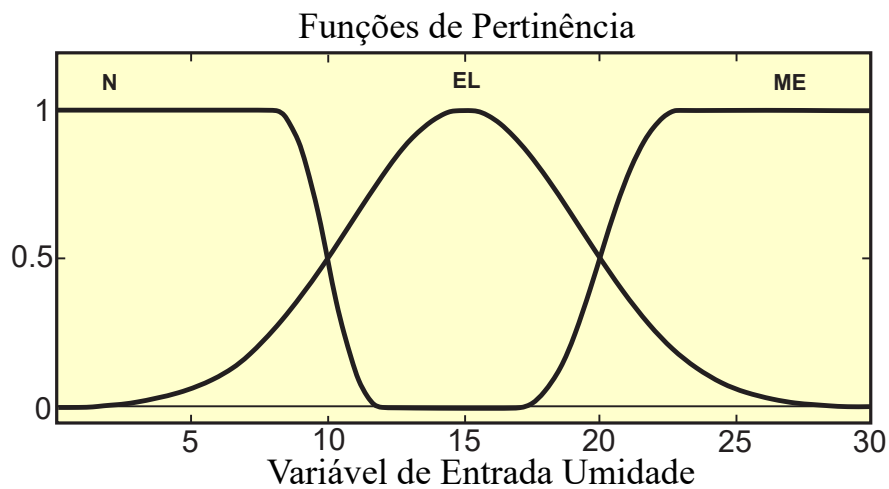
Após a determinação das faixas de entrada e ajustes nas funções de pertinência, obteve-se as entradas do fator FAFQ, como exposto nas Figuras 3.9, 3.10 e 3.11.

Figura 3.9 – Funções de pertinência para entrada relativa ao parâmetro acidez, referentes ao fator FAFQ.



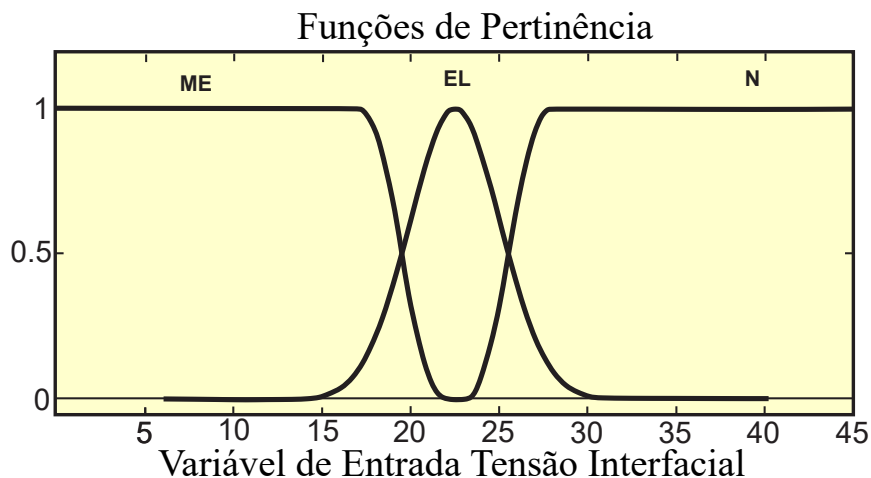
Fonte: Autor.

Figura 3.10 – Funções de pertinência para entrada relativa a umidade do óleo, referentes ao fator FAFQ.



Fonte: Autor.

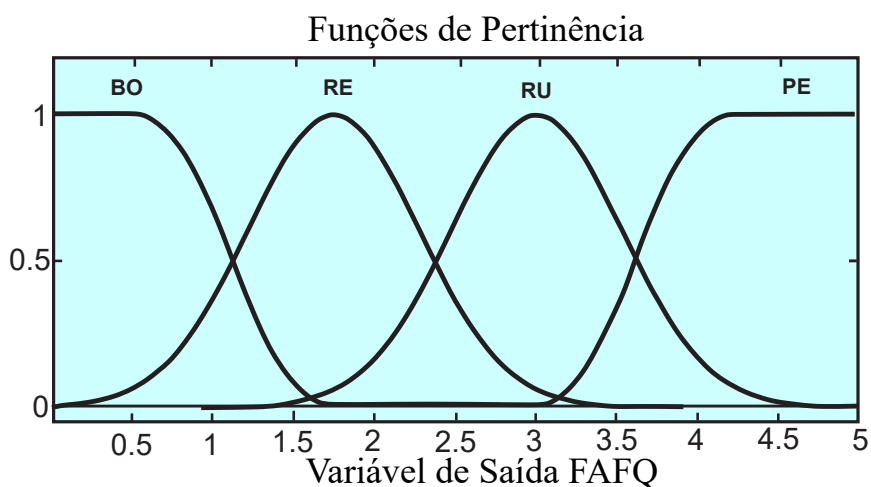
Figura 3.11 – Funções de pertinência para entrada relativa a tensão interfacial, referente ao fator FAFQ.



Fonte: Autor.

Para a saída do bloco *fuzzy* referente ao fator FAFQ, as funções de pertinência são demonstradas na Figura 3.12.

Figura 3.12 – Funções de pertinência para a saída do fator FAFQ.



Fonte: Autor.

Assim como realizado na modelagem do bloco *fuzzy* relacionado ao fator FAGD, os intervalos de saída do bloco *fuzzy* do fator FAFQ possuem uma faixa que varia entre 0, para melhor condição e 5, para o pior resultado.

Na construção da base de regras, a classificação da importância de cada parâmetro é indicada segundo o observado na composição dos índices em Jahromi et al. (2009) e Ortiz et al. (2016), com uma mudança, equiparando a importância de dois destes. O resultado está presente na Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Ordenação da importância dos parâmetros que compõem o fator FAFQ.

Classificação de Importância	Parâmetro do FAFQ
1°	Umidade
1°	Acidez
3°	Tensão Interfacial

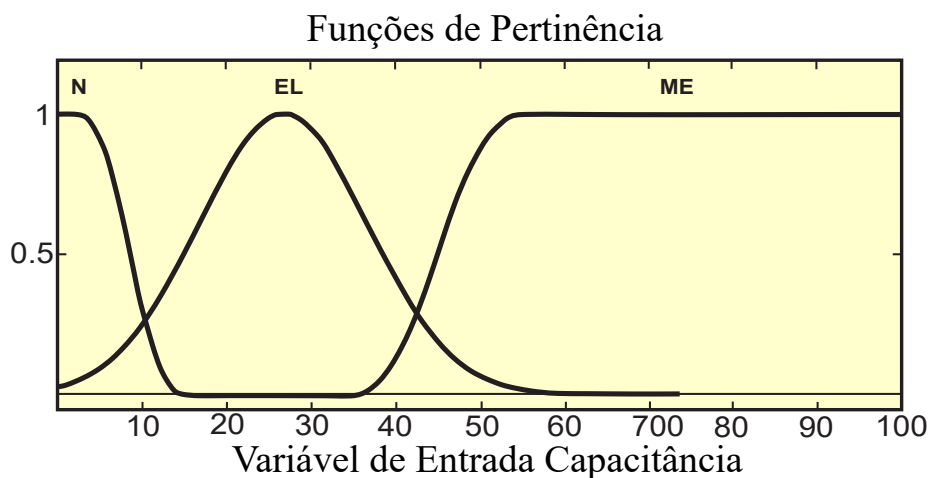
Fonte: Autor.

As bases de regras para o fator FAFQ são provenientes das considerações da classificação da Tabela 3.11, relacionando os níveis de entrada com a saída no controlador *fuzzy*.

3.2.2.3 Modelagem do controlador fuzzy para o fator FBUC

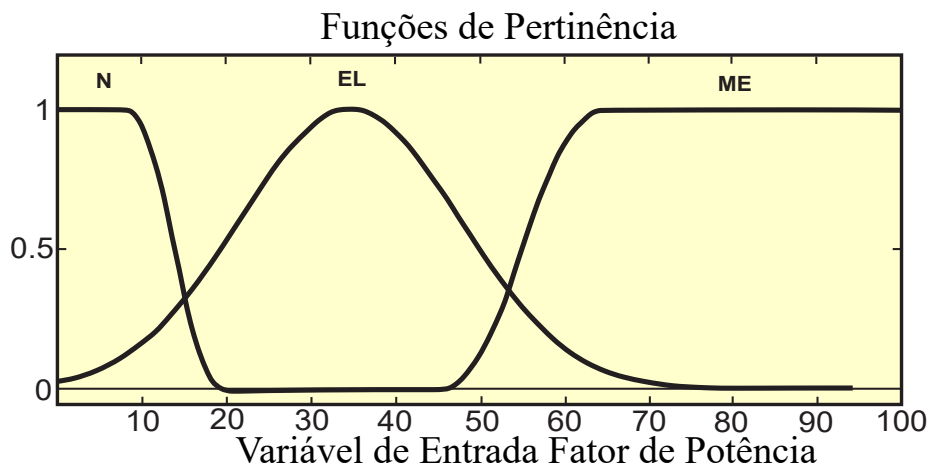
O fator FBUC é formado pelos parâmetros de monitoramento das buchas do transformador, elencados na Tabela 3.6. As faixas de valores considerados normais, elevados e muito elevados, tem como base a ABNT NBR 5034 (2014) e as técnicas de manutenção preventivas elencadas por Heredia (2008), onde são consideradas as elevações dos valores monitorados em relação as medições realizadas em fábrica no equipamento. As Figuras 3.13 e 3.14 demonstram as funções de pertinência resultantes para as entradas do fator FBUC.

Figura 3.13 – Funções de pertinência para entrada relativa ao parâmetro capacitância, referentes ao fator FBUC.



Fonte: Autor.

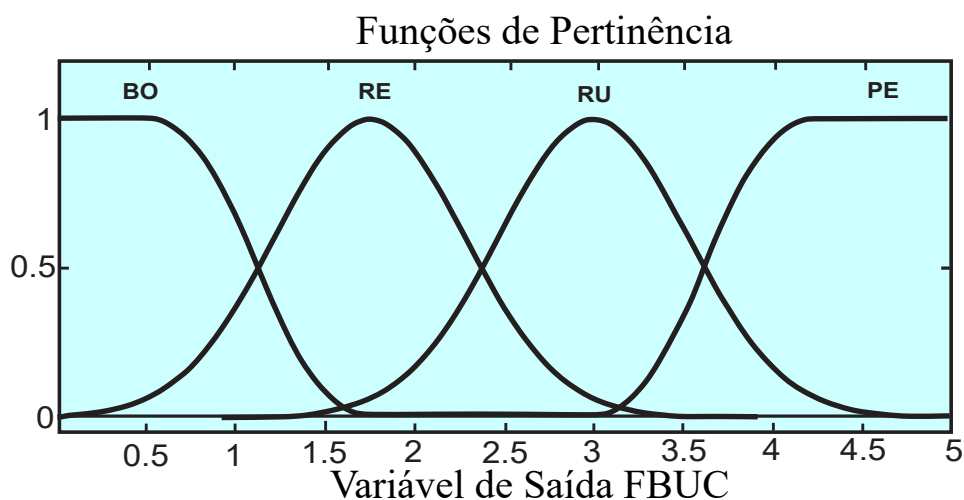
Figura 3.14 – Funções de pertinência para entrada relativa ao fator de potência, referente ao fator FBUC.



Fonte: Autor.

As funções de pertinência de saída do bloco *fuzzy* relativas ao fator FBUC são expostas na Figura 3.15.

Figura 3.15 – Funções de pertinência para a saída do fator FBUC.



Fonte: Autor.

Na construção da base de regras, a classificação da importância dos parâmetros, atribui mais relevância para o parâmetro que reflete com mais iminência, possíveis falhas e anormalidades. Essa classificação está presente na Tabela 3.12.

A classificação de importância observada na Tabela 3.12 também é baseada no fato de que, o fator de potência representa as condições de envelhecimento, enquanto a capacitância pode ser alterada devido a defeitos nas buchas condensivas (HEREDIA, 2008).

Tabela 3.12 – Ordenação da importância dos parâmetros que compõem o fator FBUC.

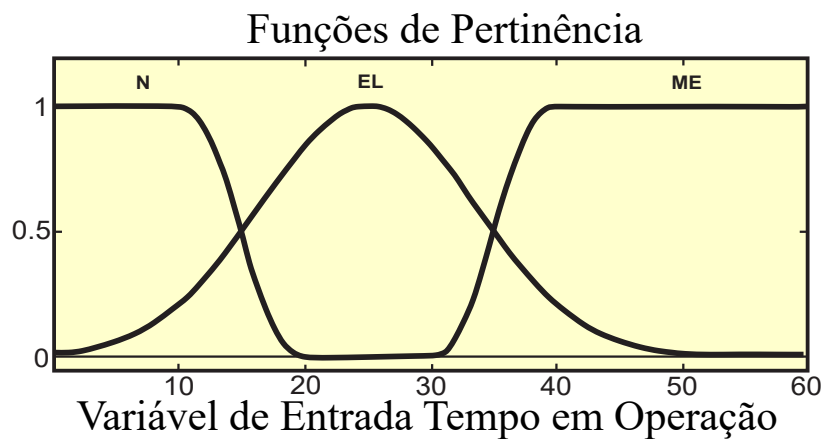
Classificação de Importância	Parâmetro do FBUC
1°	Capacitância
2°	Fator de Potência

Fonte: Autor.

3.2.2.4 Modelagem do controlador fuzzy para o fator FDEG

A inclusão do fator FDEG na modelagem do HI visa ponderar a degradação de outras partes do transformador, não contempladas pelo índice até o momento. Portanto, o tempo em operação do equipamento é considerado, assim como a degradação da isolação. No que tange o tempo em operação, a faixa é definida com base na expectativa de tempo máximo em serviço que o transformador será utilizado. Já com relação a degradação da isolação, a faixa é definida considerando VU_{GP200} . As funções de pertinência definidas são representadas nas Figuras 3.16 e 3.17.

Figura 3.16 – Funções de pertinência para entrada relativa ao parâmetro tempo em operação, referente ao fator FDEG.

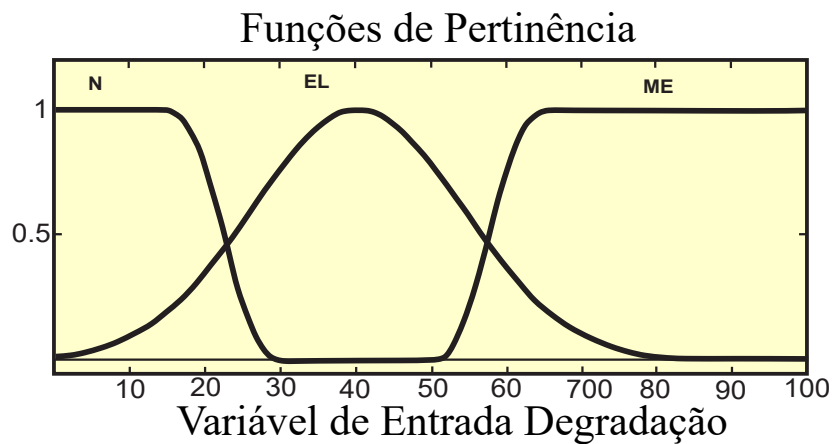


Fonte: Autor.

Em continuidade ao realizado anteriormente, as funções de pertinência da saída do controlador *fuzzy* do fator FDEG estão dispostas na Figura 3.18.

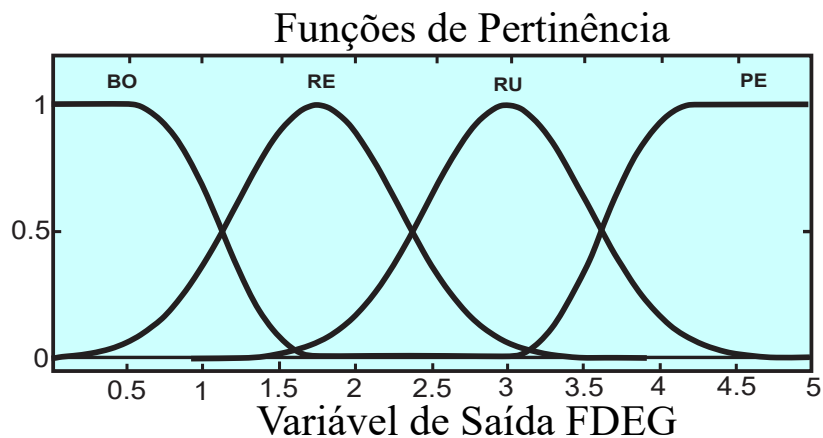
Ainda, com o objetivo de atribuir maior parcela aos parâmetros ligados a possíveis problemas mais iminentes, determinou-se a importância dos parâmetros do FDEG, conforme a Tabela 3.13.

Figura 3.17 – Funções de pertinência para entrada relativa ao parâmetro degradação da isolação, referente ao fator FDEG.



Fonte: Autor.

Figura 3.18 – Funções de pertinência para a saída do fator FDEG.



Fonte: Autor.

Tabela 3.13 – Ordenação da importância dos parâmetros que compõem o fator FDEG.

Classificação de Importância	Parâmetro do FDEG
1°	Degradação da Isolação
2°	Tempo em Operação

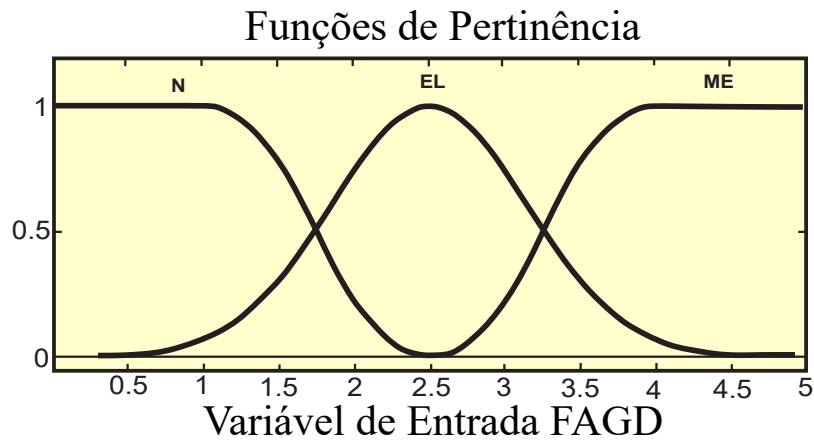
Fonte: Autor.

A base de regras para o fator FDEG foi construída, observando a classificação presente na Tabela 3.13.

3.2.2.5 Modelagem do controlador fuzzy para o cálculo final do HI

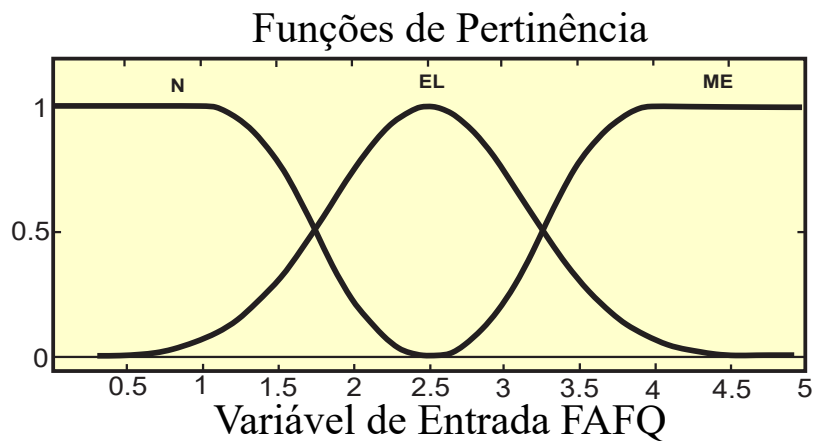
O cálculo final do HI é obtido a partir da combinação dos resultados dos 4 fatores que o compõem, FAGD, FAFQ, FBUC e FDEG. Para determinação do valor de HI, também adota-se a aplicação da lógica *fuzzy*, demandando assim a modelagem de um controlador para o último bloco do HI. A faixa de valores de entrada do controlador do HI é a mesma utilizada na saída deste, pois essas entradas são provenientes dos blocos *fuzzy* dos fatores. As funções de pertinência de entrada do controlador *fuzzy* do bloco final do HI estão expostas nas Figuras 3.19, 3.20, 3.21, 3.22 e as funções de pertinência de saída na Figura 3.23.

Figura 3.19 – Funções de pertinência para entrada do controlador *fuzzy* do bloco final do HI, para o fator FAGD.



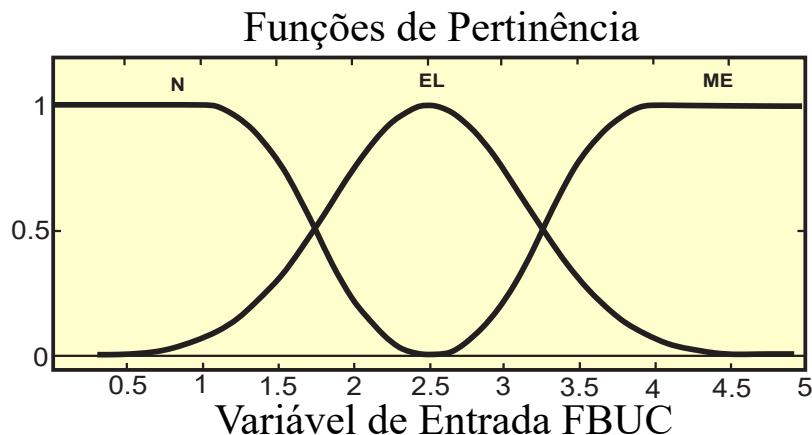
Fonte: Autor.

Figura 3.20 – Funções de pertinência para entrada do controlador *fuzzy* do bloco final do HI, para o fator FAFQ.



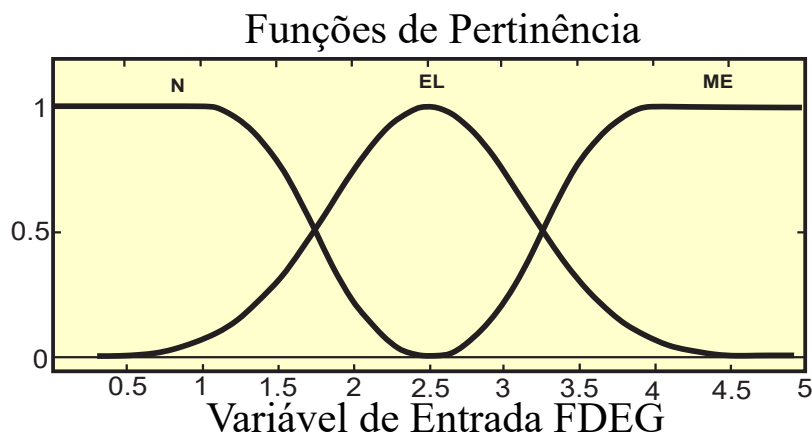
Fonte: Autor.

Figura 3.21 – Funções de pertinência para entrada do controlador *fuzzy* do bloco final do HI, para o fator FBUC.



Fonte: Autor.

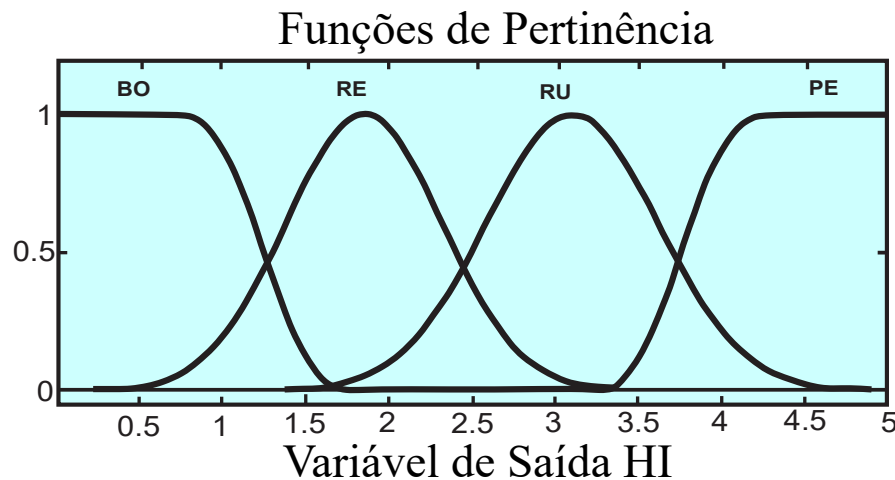
Figura 3.22 – Funções de pertinência para entrada do controlador *fuzzy* do bloco final do HI, para o fator FDEG.



Fonte: Autor.

Para finalizar a modelagem do controlador *fuzzy* do bloco de cálculo final do HI, demanda-se a definição da base de regras desse bloco. A base de regras definirá as relações entre os resultados individuais dos fatores do HI e o resultado final do índice. Portanto, a avaliação e determinação da importância de cada fator fez-se necessária. No contexto do modelo de HI proposto, onde a prioridade são fatores que apresentem condições anormais e possibilidades de falhas, têm-se uma importância maior do fator de gases dissolvidos dentre os outros fatores, em concordância com o observado em estudos anteriores (JAH-ROMI et al., 2009; NADERIAN et al., 2008; ORTIZ et al., 2016; CARRARO, 2017). Contudo, alguns desses estudos atribuem maior peso para análises físico-químicas em detrimento ao fator de bucha, sendo que o fator de buchas pode indicar uma condição mais crítica do equipamento, fato apoiado pelo autor e pelos especialistas participantes do pro-

Figura 3.23 – Funções de pertinência para a saída do controlador *fuzzy* do bloco final do HI.



Fonte: Autor.

jeto. Os dados de degradação, por apresentar a deterioração ao longo do tempo, possui a menor importância na formação do índice. A Tabela 3.14 apresenta a classificação das importâncias adotadas para fatores do HI.

Tabela 3.14 – Ordenação da importância dos fatores que compõem o HI.

Classificação de Importância	Fator do HI
1°	FAGD
2°	FBUC
3°	FAFQ
4°	FDEG

Fonte: Autor.

Após a definição da base de regras do controlador *fuzzy* do bloco final do HI, a metodologia está completa, podendo ser aplicada para avaliação dos transformadores de potência. Dessa maneira, o cálculo do HI pondera a importância dos parâmetros e dos fatores na formação do resultado do HI. Em complemento, têm-se uma tabela de classificação linguística do valor final resultante dessa metodologia de HI, presente na Tabela 3.15.

Para determinar essa classificação, observou-se as respostas do HI a variação dos parâmetros de entrada. Em níveis normais, o HI resultante deve estar abaixo de 1. Conforme evolui-se a deterioração dos fatores, o HI entra nas faixas regular e com o a agregação de mais fatores em deterioração, o índice alcança as faixas ruim ou péssima. A

Tabela 3.15 – Interpretação dos resultados da metodologia de HI proposta.

Faixa do valor final do HI	Condição do Equipamento
0 – 1	Boa
1 – 2,5	Regular
2,5 – 3,5	Ruim
3,5 – 5	Péssima

Fonte: Autor.

dependem da sensibilidade que se deseja na aplicação, essas faixas de classificação podem ser revisadas.

Em suma, a Tabela 3.15 possibilita interpretar e comparar a situação dos transformadores de potência, facilitando a utilização da ferramenta pelos gestores de ativos e corpo de manutenção.

3.3 DETERMINAÇÃO DA IDADE APARENTE

O modelo de envelhecimento desenvolvido visa exprimir a degradação natural do transformador de potência, devido ao seu carregamento e condições do papel isolante. Já o HI tem como resultado a indicação combinada do estado de vários sistemas do transformador, representando o estado global desse ativo. O HI pode sofrer oscilações durante a vida útil do equipamento, devido a manutenções para corrigir os componentes comprometidos do equipamento, sendo que transformadores mais novos são passíveis de HI piores que transformadores com maior período de utilização.

A metodologia de idade aparente, portanto, tem o objetivo de integrar o estado atual do transformador de potência, com seu envelhecimento (PICHER et al., 2014). Neste sentido, os valores da perda de vida útil (LOL_{Acum}) e do resultado do HI são combinados, definindo a idade aparente em valores percentuais. A idade aparente, dessa forma, é determinada através de (3.5).

$$IA = \frac{LOL_{Acum} \times HI_n}{VU_{GP200} \times HI_{base}} \times 100 \quad (3.5)$$

Onde:

HI_n → HI do transformador de potência no momento n de determinação da idade aparente

HI_{base} → Valor de base prescrito para o HI. Na modelagem atual, o parâmetro HI_{base} possui valor 1

O conceito adotado para definição do valor de HI_{base} é que, quando um transformador chegar ao final da sua vida útil, ou seja, sua isolação atinge VU_{GP200} , apenas não atingirá sua idade aparente máxima se seu HI ainda estiver em uma classificação boa. Em situações que o HI apresentar resultados regular ou pior, a idade aparente alcançará o valor máximo com a LOL_{Acum} inferior a VU_{GP200} .

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo abordou a formulação da metodologia de avaliação de transformadores de potência proposta. No eixo de envelhecimento do equipamento, um modelo de cálculo da perda de vida útil da isolação é desenvolvido, que possibilitará a estimativa considerando a aceleração da degradação pela umidade no papel, representando um avanço sobre o modelo básico.

Sobre o HI proposto, detalhou-se a formulação dos quatro fatores da composição, além das configurações dos controladores *fuzzy* responsáveis pela determinação do HI. A utilização do método *fuzzy* com os ajustes alinhados às considerações de especialistas e em métodos já estabelecidos, atribui ao HI uma avaliação voltada a padrões reais. Ainda é possível a adaptação do HI para ambientes com necessidades diferentes, seguindo o método estabelecido.

Com a construção do método de idade aparente (IA), possibilita-se agrupar envelhecimento e estado atual em um mesmo padrão, fornecendo à gestão de ativos uma visão mais robusta do estado dos equipamentos. Este panorama é extremamente necessário para apoiar decisões de substituição gradual de equipamentos enquanto esses aproximam-se do fim de sua vida útil. O planejamento financeiro e operacional também é favorecido por essa ferramenta.

4 ESTUDO DE CASO

A metodologia proposta para avaliação de transformadores de potência, desenvolvida no Capítulo 3, integra um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D ANEEL) da empresa Santo Antônio Energia, em parceria com a Universidade Federal de Santa Maria - UFSM e a empresa Vegoor Tecnologia Aplicada. Esta metodologia será incorporada a um sistema de monitoramento dos transformadores da Usina Hidroelétrica Santo Antônio (UHE - Santo Antônio), situada no Rio Madeira, em Porto Velho-RO, Brasil. Como etapa inicial, foi realizada a avaliação de uma parcela das unidades de transformadores presentes na usina, sendo essa avaliação o estudo de caso apresentado neste Capítulo.

4.1 TRANSFORMADORES AVALIADOS E PARÂMETROS DE MONITORAMENTO

Para o presente estudo, foram selecionados cinco transformadores de potência elevadores, dentre os treze equipamentos que a usina possui. A escolha dessas unidades foi realizada pela gerência de manutenção da empresa. As principais características desses equipamentos são apresentadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Características dos transformadores de potência selecionados.

Transformador	Tensão Nominal	Potência Nominal	Ano Fab.	Sistema Refrigeração
TR1	13.8/500kV	330MVA	2010	ODAF
TR2	13.8/500kV	330MVA	2014	ODAF
TR3	13.8/500kV	330MVA	2012	OFAF
TR4	13.8/500kV	330MVA	2010	ODAF
TR5	13.8/500kV	330MVA	2014	OFAF

Fonte: Autor.

Os transformadores citados na Tabela 4.1 são todos trifásicos, sendo cada unidade alimentada por quatro unidades geradoras de 70MW de potência nominal. Com relação aos dados de monitoramento, foram fornecidos o histórico de medições de temperaturas de *hotspot*, de carregamento (potências ativa, reativa e aparente), análises laboratoriais das condições do óleo isolante (análises físico-químicas e de gases dissolvidos), além do monitoramento das condições das buchas condensivas. Os históricos de carregamento e de temperaturas são apresentados no Apêndice A.

Esse histórico compreende os registros realizados entre o período de 30/11/2014 à 31/05/2019, conforme disponível nos bancos de dados fornecidos. Uma síntese das informações sobre energização e datas de monitoramento é exposta na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Períodos de registros dos parâmetros monitorados dos transformadores de potência selecionados.

Transformador	Data Energização	Data Início Monitoramento	Data Fim Monitoramento
TR1	16/12/2011	30/11/2014	31/05/2019
TR2	28/10/2015	28/10/2015	31/05/2019
TR3	04/04/2013	04/05/2015	31/05/2019
TR4	23/05/2014	24/09/2015	31/05/2019
TR5	24/09/2015	24/09/2015	31/05/2019

Fonte: Autor.

Sobre o monitoramento dos parâmetros de potência e temperaturas, não existe um tempo de amostragem padrão, pois os registros dessas grandezas ocorrem apenas quando há transições acima de uma margem pré-estabelecida. Também foram tratadas lacunas devido a falhas no envio de dados entre os sistemas de monitoramento e servidor. Ainda, registros dos parâmetros das buchas condensivas foram espaçados ao longo do período, assim como, dados sobre o óleo isolante anteriores ao início desse período.

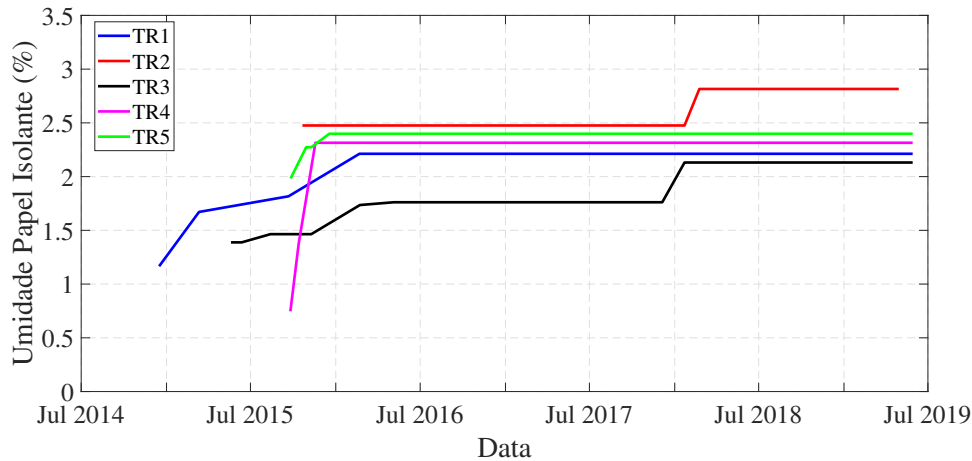
A leitura dos dados de temperatura também acarreta limitações ao modelo, uma vez que, as temperaturas de *hotspot* são obtidas pelo processo conhecido como imagem térmica (IEC 60076-2, 2011). Esse método possui uma dinâmica lenta, que em conjunto com o sistema de refrigeração forçada que os transformadores em estudo possuem, pode não responder à transitórios curtos de elevação de temperaturas. Outro limitante deve-se à falta de dados de temperatura de alguns transformadores, desde sua energização. Para compensar esse aspecto, uma extrapolação do envelhecimento dos transformadores é realizada, considerando o perfil de envelhecimento do primeiro ano monitorado, expandindo-se para os anos anteriores ao monitoramento.

4.2 ANÁLISE DO ENVELHECIMENTO E VIDA ÚTIL REMANESCENTE

A análise do envelhecimento dos transformadores de potência se deu com a aplicação do método descrito no Capítulo 3. O processo consiste em determinar a umidade do papel isolante a partir dos dados de umidade do óleo e temperatura em que estas amostras

foram obtidas. A partir desses dados, a umidade do papel foi estimada através de (3.1), sendo os resultados obtidos para os equipamentos apresentados na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Evolução da umidade presente no papel isolante estimada para os transformadores de potência em estudo.



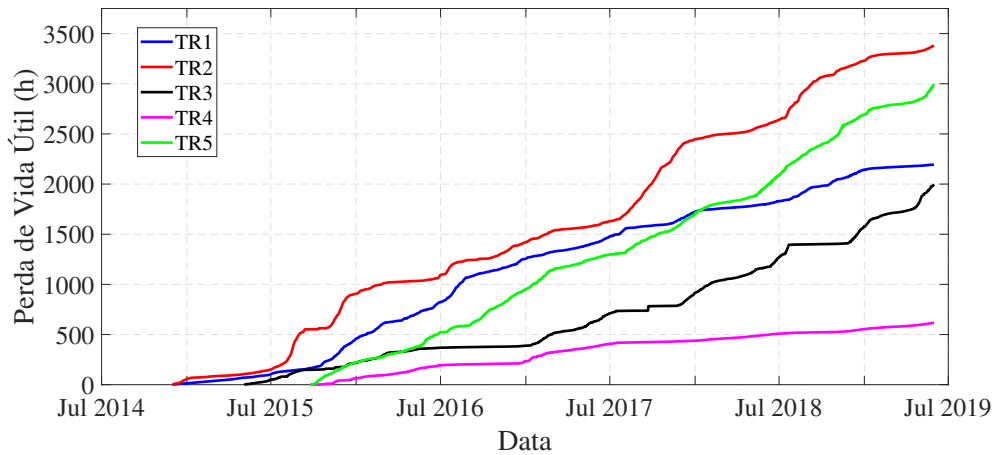
Fonte: Autor.

A partir dos resultados presentes na Figura 4.1, nota-se uma evolução do nível de umidade em todos os equipamentos ao longo do período de monitoramento. Isto justifica-se pelo fato de que, o processo de degradação da celulose pela quebra das moléculas eleva a taxa de umidade no papel e que, em interação com o óleo isolante, incrementa a umidade presente neste óleo, sendo que esta migra para o papel, intensificado o processo de degradação. Neste sentido, o transformador TR2 apresenta a maior taxa de umidade em sua isolação, em relação aos transformadores analisados. Verificou-se que desde a entrada em operação, essa unidade apresenta elevada umidade na sua isolação. Já o TR3 possui a menor taxa, evidenciando uma melhor condição do seu papel isolante.

O transformador TR1, que possui maior período de histórico, apresenta uma tendência de elevação da umidade no papel, atingindo maior nível no segundo semestre do ano de 2015. Atenta-se para o fato de que, mesmo com o processo de retirada da umidade do óleo isolante, a umidade do papel não foi reduzida, e portanto, manteve-se o maior valor de umidade do papel estimado no período, mesmo com a redução da umidade do óleo isolante.

Com a estimativa da umidade do papel isolante, definiu-se a degradação da isolação no período, através do cálculo envelhecimento relativo por (3.2) e perda de vida útil por (3.3), considerando as temperaturas de *hotspot* registradas e o tempo transcorrido entre esses registros, quantificando a exposição da isolação a estas temperaturas. O fator pré-exponencial A foi atrelado aos níveis de umidade do papel, conforme a Tabela 3.1. O gráfico com a evolução da perda de vida útil de cada transformador de potência é apresentado na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Evolução da perda de vida útil dos transformadores de potência em estudo, durante o período de monitoramento.



Fonte: Autor.

Comparando-se as curvas de envelhecimento obtidas, os transformadores TR2 e TR5 demonstram uma evolução mais acentuada da perda de vida útil, resultando nos maiores envelhecimentos acumulados. Este é um indicativo que estes transformadores, quando em funcionamento, operam com condições mais severas de carregamento que os demais. A umidade no papel isolante estimada para estas unidades são igualmente as mais elevadas, outro fator à corroborar o ritmo mais acelerado.

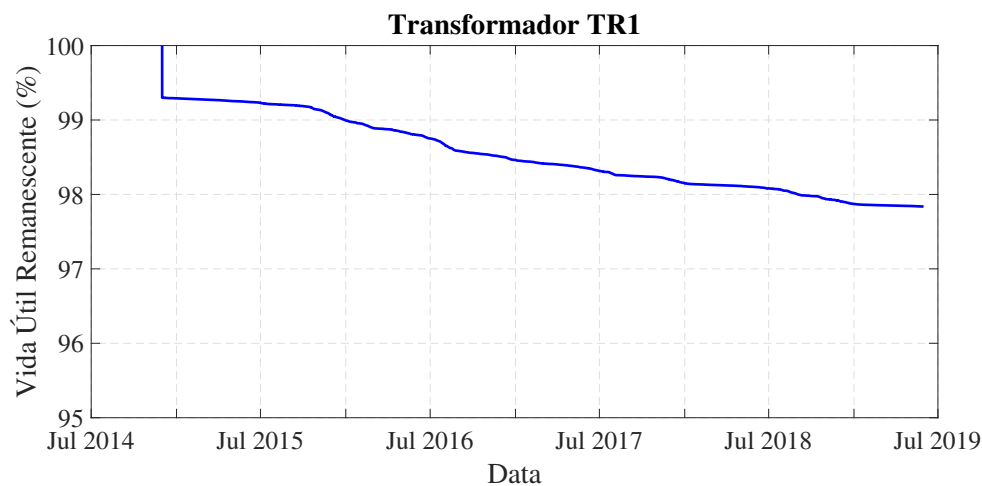
Outro comportamento observado, em relação ao transformador TR3, são os períodos de estabilidade da curva de perda de vida útil. Quando há estiagem na região, o rio Madeira passa pelo período de baixa afluência, resultando na redução da capacidade de geração da usina. Esta situação faz com que alguns transformadores não entrem em operação, quando a perda de vida útil é praticamente nula. Contudo, mesmo com essas características sazonais de operação, o transformador TR3 tem valores de perda de vida útil acumulados semelhantes ao TR1, em um período de análise reduzido. Diferentemente, o transformador TR4 se posiciona no menor padrão de envelhecimento. Assim como o equipamento TR3, este transformador é retirado de operação sazonalmente.

Para a estimativa da vida útil remanescente dos transformadores de potência, a perda de vida útil desde a entrada em operação do equipamento deve ser considerada. Como alguns equipamentos operaram em datas anteriores aos registros de monitoramento disponibilizados, realizou-se a extrapolação do envelhecimento desde a energização dos equipamentos, com base nos resultados obtidos expostos na Figura 4.2. A seguir, são apresentadas a vida útil remanescente para cada transformador.

4.2.1 Vida Útil Remanescente TR1, TR3 e TR4

Apoiado nas informações sobre a data de energização do TR1, presentes na Tabela 4.2, há um intervalo de aproximadamente 2 anos e 11 meses sem registros de monitoramento de temperatura de *hotspot*. Para compensar essa falta de dados, a degradação do primeiro ano de monitoramento foi considerada, obtendo-se uma média mensal de perda de vida útil. A partir desse valor mensal, estimou-se a perda de vida útil proporcional para o período de 35 meses, em que não possui-se registros, desde a energização do transformador. A agregação desses períodos de degradação possibilitou a estimativa da vida útil remanescente para o transformador TR1, com seu resultado disposto na Figura 4.3.

Figura 4.3 – Vida útil remanescente para o transformador TR1, com a inclusão da operação anterior ao período de monitoramento.



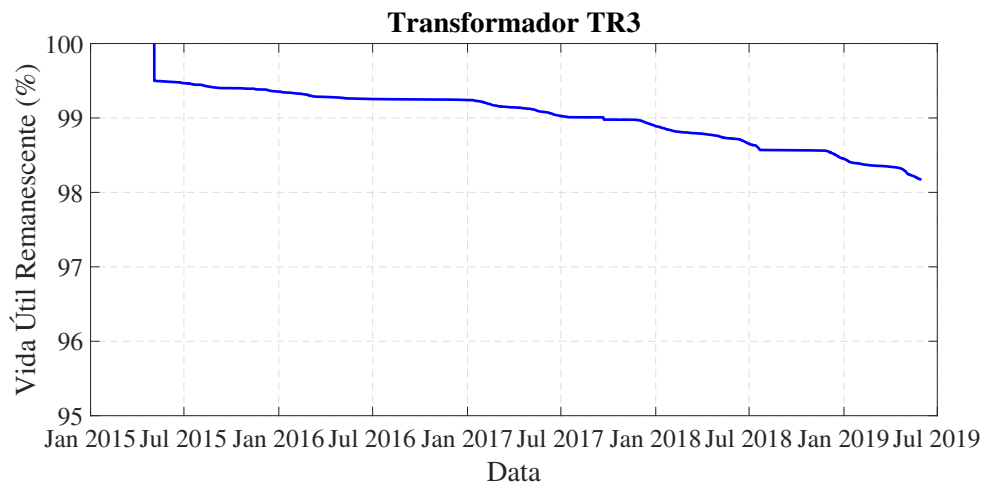
Fonte: Autor.

A evolução da vida útil remanescente para o TR1 tem características lineares, demonstrando um regime constante de carregamento dessa unidade. A combinação da perda de vida útil anterior ao monitoramento atribui uma estimativa mais precisa dessa vida útil remanescente ao final do período em análise.

O mesmo procedimento de extrapolação foi aplicado ao transformador TR3, que possui um período de 2 anos e 1 mês sem registros de monitoramento desde sua energização. Portanto, agregando-se a estimativa de perda de vida útil nesse período, têm-se o resultado da evolução da vida útil remanescente desse equipamento demonstrada na Figura 4.4.

De acordo com a Figura 4.4, a evolução da vida útil remanescente ao longo do tempo também reflete o efeito dos desligamentos na baixa afluência do rio, conforme visto anteriormente na Figura 4.2. A estimativa da perda de vida útil no intervalo de operação

Figura 4.4 – Vida útil remanescente para o transformador TR3, com a inclusão da operação anterior ao período de monitoramento.

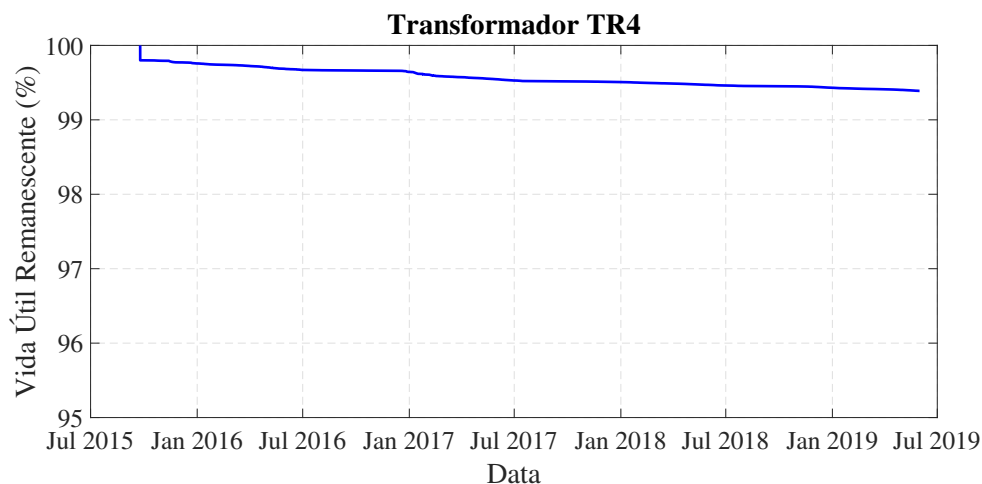


Fonte: Autor.

anterior ao início dos registros resultou em um envelhecimento ligeiramente inferior ao estimado para o transformador TR1.

No último transformador com energização anterior aos registros disponíveis (TR4), o mesmo procedimento de extrapolação foi utilizado, possibilitando a estimativa de vida útil remanescente presente na Figura 4.5.

Figura 4.5 – Vida útil remanescente para o transformador TR4, com a inclusão da operação anterior ao período de monitoramento.



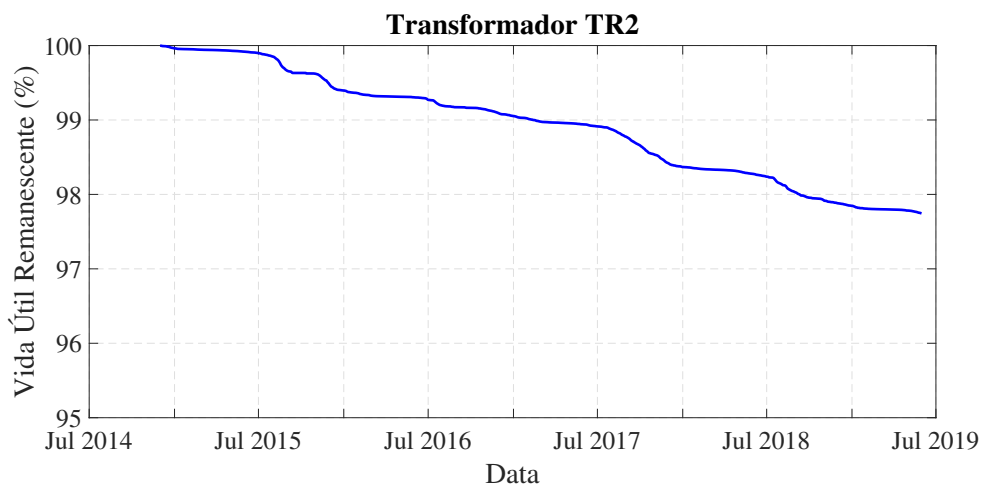
Fonte: Autor.

O período de extrapolação para a perda de vida útil do transformador TR4 foi de 1 ano e 4 meses, incorporados na Figura 4.5. Percebe-se também, que este transformador permanece um intervalo maior fora de operação no período de baixa afluência do rio.

4.2.2 Vida Útil Remanescente TR2 e TR5

Os transformadores TR2 e TR5, analisados nesse estudo, são os substitutos de transformadores anteriores que foram retirados de operação. Nestes casos, apenas o monitoramento após a substituição está disponível, que engloba a operação desde a energização dos equipamentos. Portanto, a vida útil remanescente é estimada de maneira mais direta, sendo que, para o transformador TR2, é apresentada sua evolução na Figura 4.6.

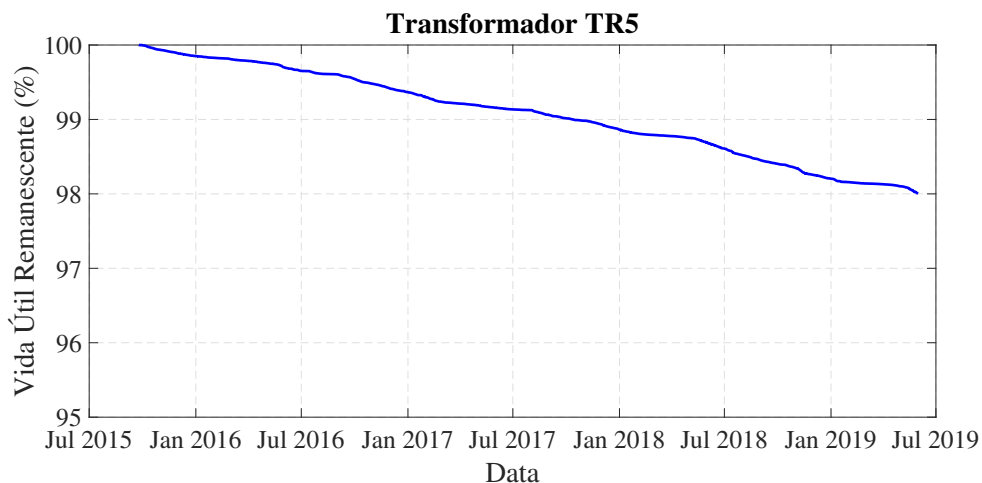
Figura 4.6 – Vida útil remanescente para o transformador TR2.



Fonte: Autor.

Pela Figura 4.6, observa-se uma vida útil remanescente resultante refletindo períodos de sazonalidade do carregamento do transformador. Já o transformador TR5, tem sua vida útil remanescente demonstrada através da Figura 4.7.

Figura 4.7 – Vida útil remanescente para o transformador TR5.



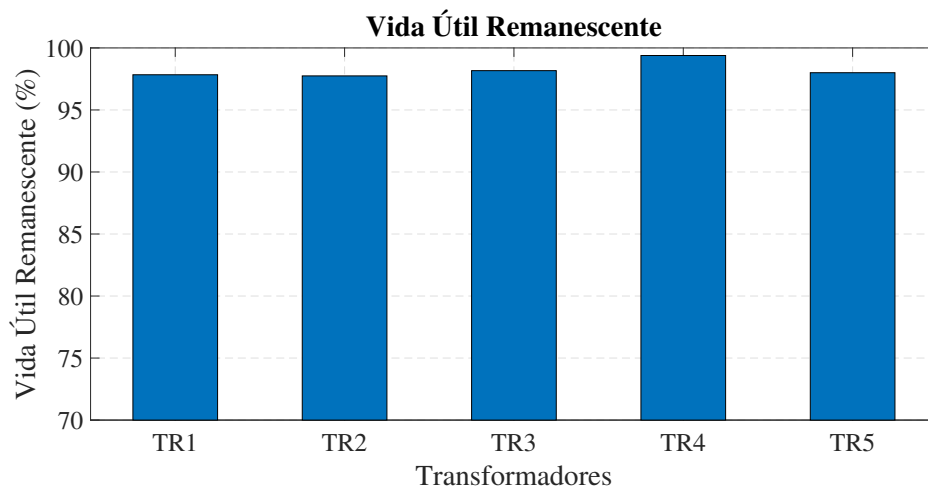
Fonte: Autor.

Diferentemente do transformador TR2, o transformador TR5 indica, através da evolução da sua vida útil remanescente, um carregamento mais homogêneo durante o ano, pois mesmo no período de baixa afluência do rio, este ainda permanece em operação.

4.2.3 Comparação dos resultados de envelhecimento estimados

Concluídas as estimativas de vida útil remanescente dos transformadores de potência avaliados, foi possível comparar os valores resultantes de cada um deles e, por consequência, o respectivo envelhecimento. A Figura 4.8 apresenta um gráfico com a síntese dos resultados obtidos.

Figura 4.8 – Vida Útil Remanescente dos transformadores de potência em estudo, ao final do período de monitoramento.



Fonte: Autor.

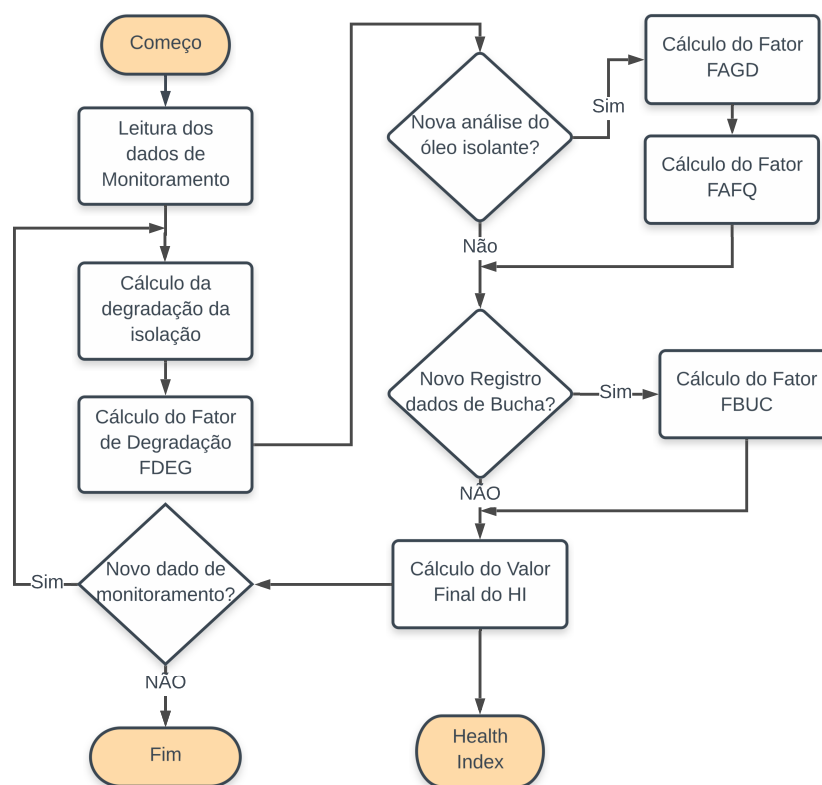
Com a Figura 4.8 permitindo uma visão geral da vida útil remanescente dos equipamentos, na data final do período de monitoramento, tem-se a maior vida útil remanescente para o transformador TR4, demonstrando um menor envelhecimento do equipamento. Dentre os maiores envelhecimentos, TR1 e TR2 são semelhantes, embora TR1 esteja em operação por um período mais longo, tendo sido o primeiro a ser energizado dentre todos os equipamentos. Em relação aos outros transformadores, TR3 e TR5 apresentam valores intermediários de vida útil, mesmo com TR5 com energização mais recente.

Outros pontos a serem analisados são os valores de vida útil resultantes, que indicam um envelhecimento relativamente reduzido, considerando-se as horas em operação. Observou-se, nos valores de temperatura de *hotspot*, que os registros máximos não ultrapassam os 80 °C em quase todo o intervalo, operando em patamares ainda inferiores em muitos casos. Atribui-se esses comportamentos às características de projeto dos equipamentos, assim como, à estimativa da temperatura de *hotspot*.

4.3 DETERMINAÇÃO DO HI DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SOB AVALIAÇÃO

Posteriormente às estimativas de envelhecimento dos transformadores de potência, aplicou-se a metodologia de HI, com o intuito de avaliar a condição de operação dos equipamentos. O algoritmo de cálculo é alimentado pelos dados de análise do óleo isolante, condições das buchas, além dos resultados de perda de vida útil, descritos anteriormente. Um esquema da sequência do algoritmo aplicado é mostrado na Figura 4.9.

Figura 4.9 – Fluxograma do algoritmo de cálculo do HI desenvolvido.



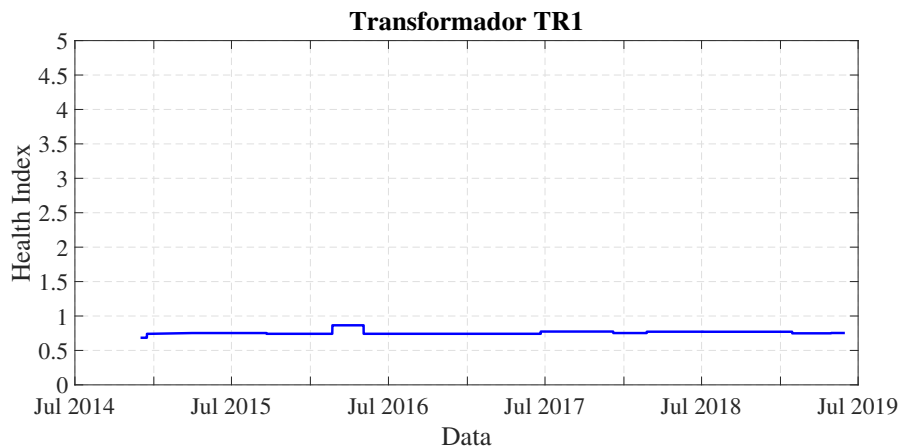
Fonte: Autor.

Conforme a Figura 4.9 demonstra, o algoritmo inicia-se com a leitura dos dados de monitoramento, a partir dos quais, para cada nova leitura de temperatura de *hotspot*, análise de condições de óleo isolante ou bucha, é calculada a degradação da isolação, seguida dos cálculos de cada fator que compõem o HI, havendo novo registro dos parâmetros destes. Por fim, obtêm-se o valor final do HI e o processo iterativo repete-se, até todos os dados de monitoramento serem avaliados. Para cada transformador, os resultados obtidos são detalhados a seguir.

4.3.1 HI para o transformador TR1

A evolução do HI durante o intervalo de registro dos parâmetros, que apresenta as variações do estado deste transformador, pode ser analisada através da Figura 4.10.

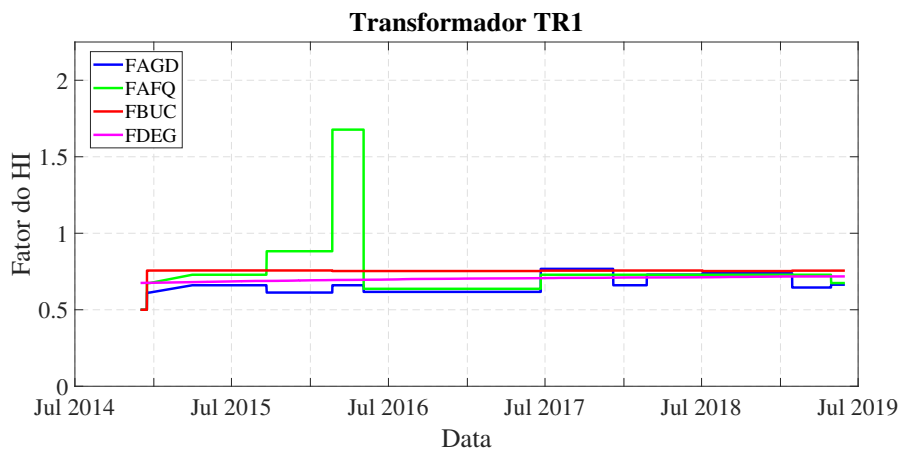
Figura 4.10 – Evolução do HI para o transformador TR1, durante o período de monitoramento.



Fonte: Autor.

Pela Figura 4.10, o HI do transformador TR1 demonstra uma estabilidade ao longo do intervalo analisado, com seu valor mantendo-se na classificação bom. As pequenas oscilações no valor são advindas das novas entradas de parâmetros relacionados ao óleo isolante. Uma investigação mais profunda no HI pode ser feita através dos resultados de cada fator, como visto na Figura 4.11.

Figura 4.11 – Detalhes dos fatores que compõem o HI para o transformador TR1, durante o período de monitoramento.



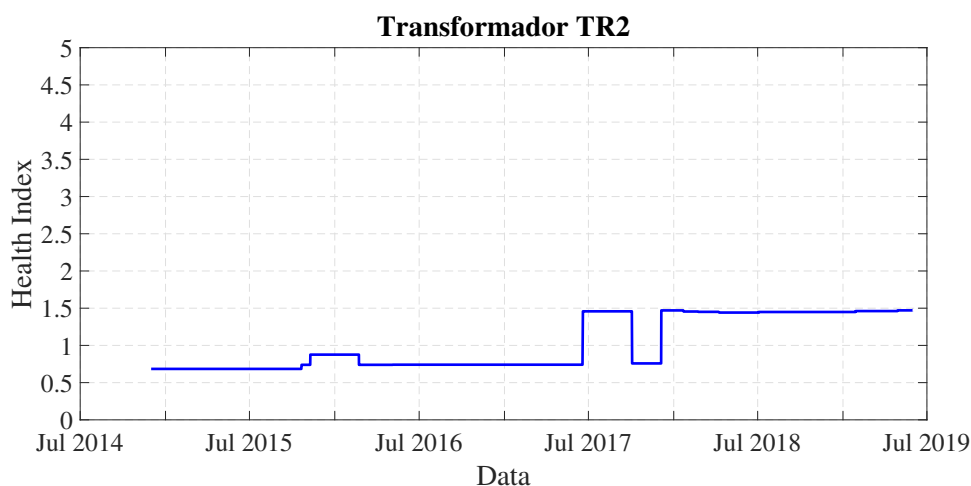
Fonte: Autor.

Dentre os fatores do HI associados ao transformador TR1, nota-se que apenas o fator FAFQ eleva-se durante o período. Porém, intervenções de manutenção podem recondicionar os parâmetros e reverter a piora do fator, processo que foi observado na Figura 4.11. Os outros fatores mantiveram-se em uma condição boa, atrelando esse fato ao bom resultado do HI desse equipamento.

4.3.2 HI para o transformador TR2

Em relação ao transformador TR2, os resultados de HI são apresentados desde sua energização, abrangendo todo o período de operação do equipamento. A evolução desse HI é expressa na Figura 4.12.

Figura 4.12 – Evolução do HI para o transformador TR2, durante o período de monitoramento.

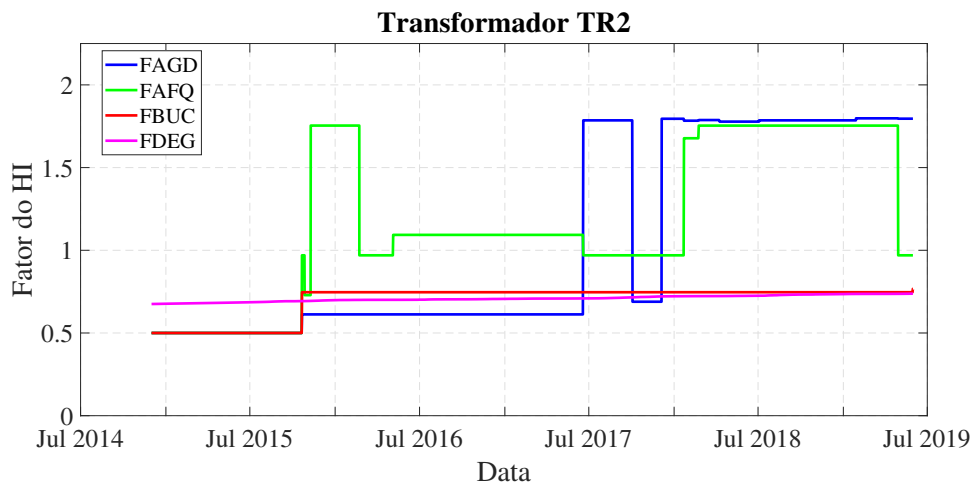


Fonte: Autor.

A evolução do HI demonstra uma deterioração das condições do transformador TR2, principalmente a partir de junho de 2017, quando o equipamento entra em uma classificação regular. A análise de quais fatores influenciaram neste resultado, pode ser feita através da Figura 4.13.

Os resultados dos fatores que formam o HI do TR2 demonstram, em um primeiro momento, uma piora nos parâmetros físico-químicos, devido ao aumento da umidade no óleo isolante do transformador. Contudo, no final do período de monitoramento, a elevação na presença de gases dissolvidos também é contabilizada, o que elucida a degradação do HI desse transformador.

Figura 4.13 – Detalhes dos fatores que compõem o HI para o transformador TR2, durante o período de monitoramento.

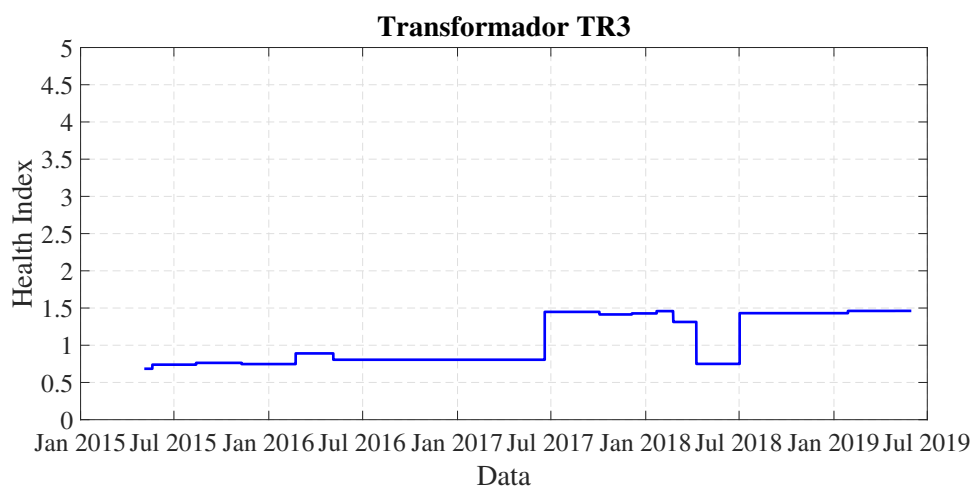


Fonte: Autor.

4.3.3 HI para o transformador TR3

Na avaliação do transformador TR3, seu HI demonstra uma elevação durante o intervalo monitorado, que é reduzida a valores classificados como bom. Contudo, registra-se novamente elevação nos resultados, atingindo o patamar regular. Esse comportamento pode ser observado na Figura 4.14.

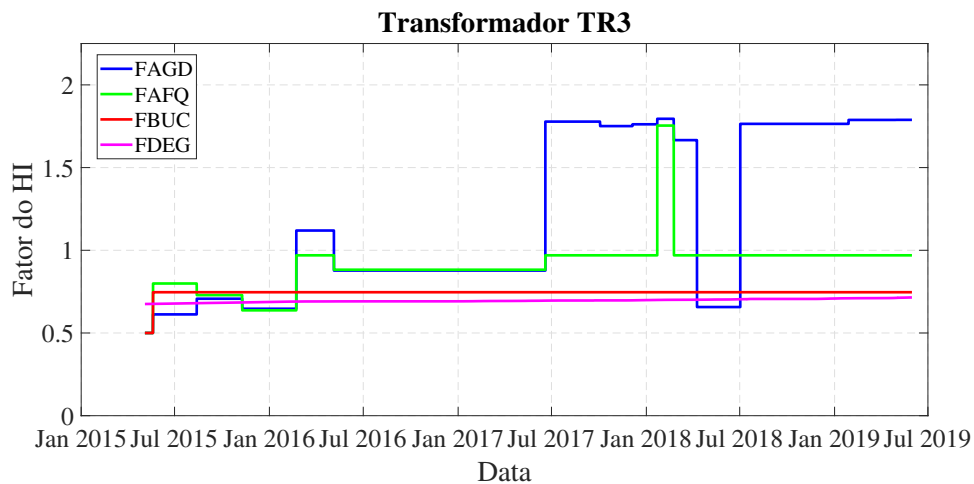
Figura 4.14 – Evolução do HI para o transformador TR3, durante o período de monitoramento.



Fonte: Autor.

Essa elevação é esclarecida com a verificação dos fatores do HI, conforme a Figura 4.15.

Figura 4.15 – Detalhes dos fatores que compõem o HI para o transformador TR3, durante o período de monitoramento.



Fonte: Autor.

Com a observação dos fatores, evidencia-se a elevação dos parâmetros físico-químicos em janeiro de 2018, com o aumento da umidade no óleo isolante, que posteriormente retorna ao patamar anterior, pela redução da umidade, que pode ser resultado de uma intervenção de manutenção no equipamento. Contudo, ainda é persistente a presença de níveis elevados de gases dissolvidos, a partir de julho de 2017, o que sugere condições atípicas do transformador, indicando a necessidade de uma avaliação mais detalhada destes parâmetros.

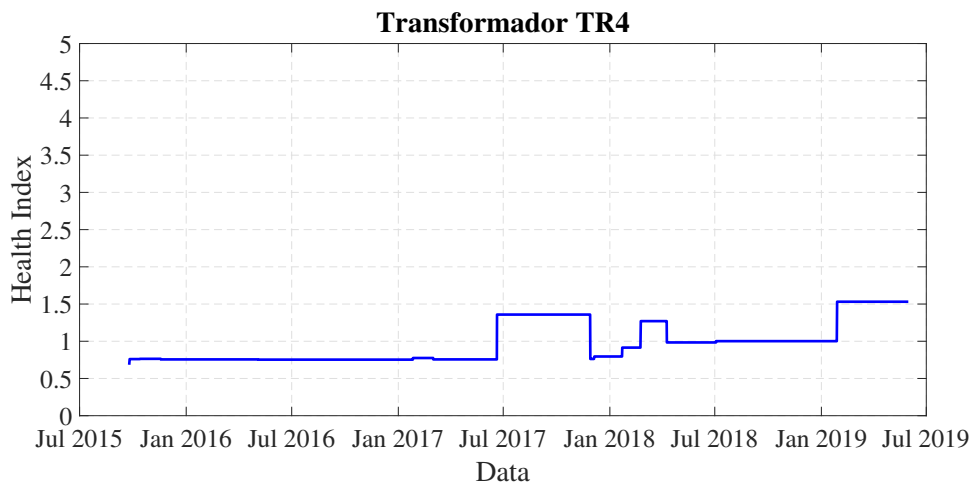
4.3.4 HI para o transformador TR4

Assim como o transformador TR3, o progresso do HI resultante para o transformador TR4 demonstra a deterioração dos parâmetros avaliados no decorrer da avaliação deste, representado na Figura 4.16.

Contudo, no transformador TR4, há a elevação nos fatores relacionados ao óleo isolante e as buchas condensivas, baseado nos resultados presentes na Figura 4.17.

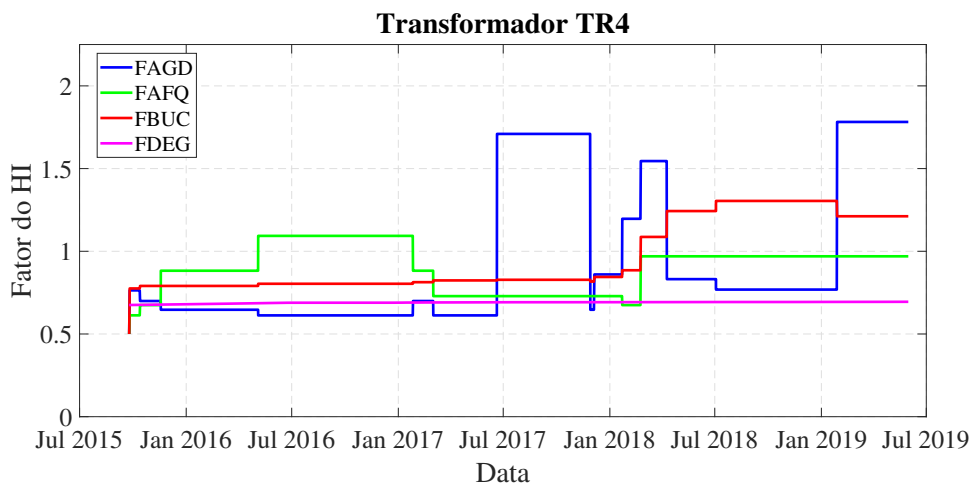
Portanto, para o transformador TR4, constatou-se que é oportuna uma intervenção para avaliar as causas da piora dos parâmetros de fator de potência das buchas, aumento da umidade no óleo isolante e a concentração de gases dissolvidos.

Figura 4.16 – Evolução do HI para o transformador TR4, durante o período de monitoramento.



Fonte: Autor.

Figura 4.17 – Detalhes dos fatores que compõem o HI para o transformador TR4, durante o período de monitoramento.



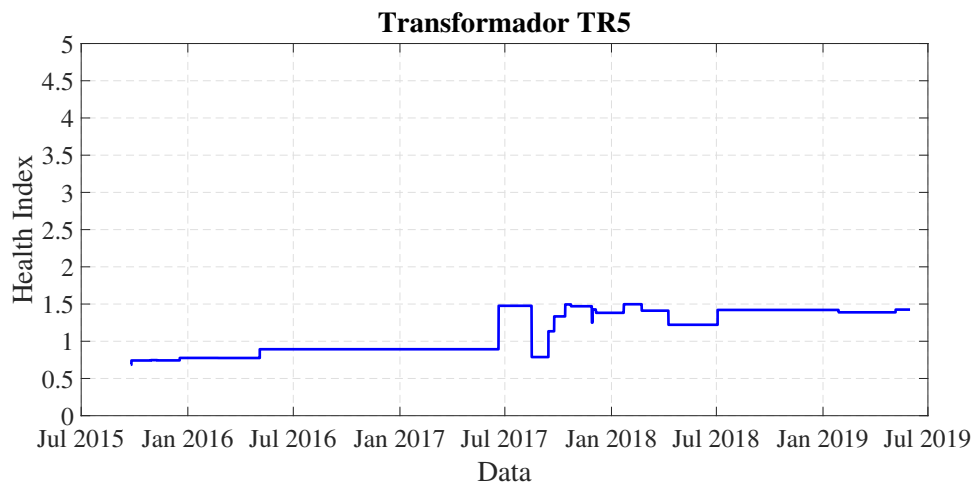
Fonte: Autor.

4.3.5 HI para o transformador TR5

Em relação ao último transformador avaliado, o equipamento TR5 tem determinado seu HI desde sua energização, conforme a Figura 4.18.

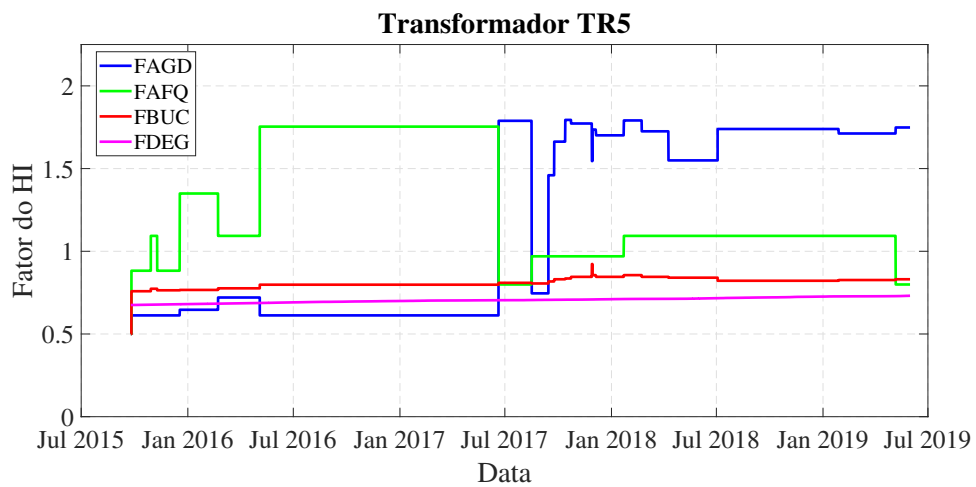
Através da Figura 4.19, têm-se os parâmetros de gases dissolvidos e parâmetros físico-químicos como causa para a elevação do HI desse equipamento, com destaque para o primeiro citado.

Figura 4.18 – Evolução do HI para o transformador TR5, durante o período de monitoramento.



Fonte: Autor.

Figura 4.19 – Detalhes dos fatores que compõem o HI para o transformador TR5, durante o período de monitoramento.



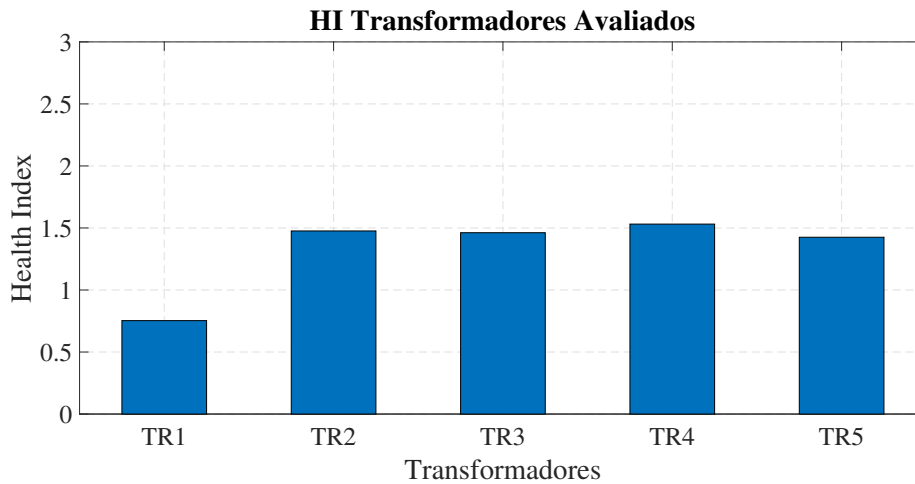
Fonte: Autor.

Neste caso, o entendimento das causas da elevação do fator de gases dissolvidos é necessário. Tem-se como relato da equipe da usina, o surgimento de descargas parciais nesse transformador, podendo ser uma explicação para o resultado observado.

4.3.6 Comparação dos resultados de HI dos transformadores avaliados

Os valores finais dos HI para os transformadores de potência em estudo possibilitam determinar o estado dos equipamentos ao final do período de monitoramento. Uma síntese desses resultados é apresentada na Figura 4.20.

Figura 4.20 – Resultados finais do HI para os transformadores em estudo.



Fonte: Autor.

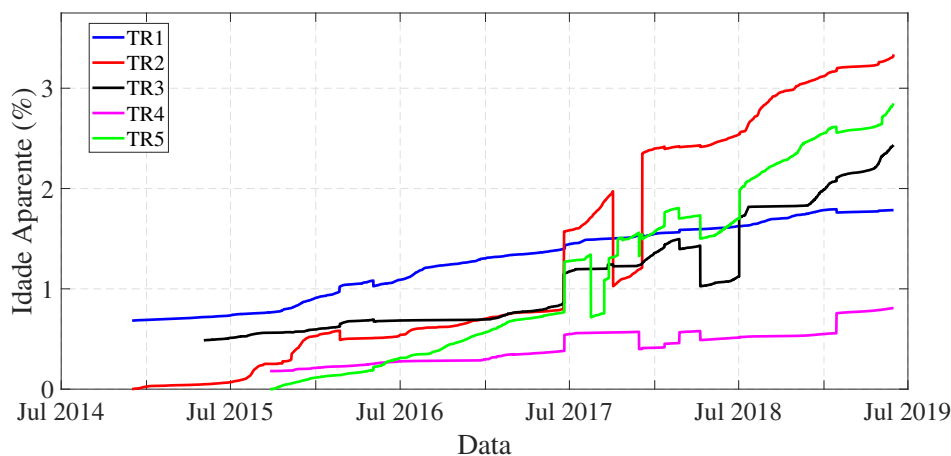
Através da Figura 4.20, constata-se que o equipamento TR1 possui o melhor HI dentre os ativos avaliados, com uma condição classificada como boa, embora esteja por mais tempo em operação. Em contrapartida, os transformadores TR2, TR3, TR4 e TR5 apresentam um HI regular, sendo o TR4 com o pior resultado. Todavia, pelo histórico, a condição regular do TR5 tem maior persistência. Assim, é recomendada a análise de possíveis anormalidades nos componentes desses equipamentos.

4.4 IDADE APARENTE DOS TRANSFORMADORES AVALIADOS

Em complemento aos estudos de envelhecimento e do estado dos transformadores de potência, utilizou-se o método de IA, visando a agregação dos aspectos de envelhecimento e condições dos equipamentos. A Figura 4.21 reúne a evolução da IA para os transformadores avaliados.

De acordo com o proposto no Capítulo 3, a IA é apresentada em percentual da idade total estimada, e eleva-se com o envelhecimento do transformador. Pelos resultados, nota-se uma trajetória constante de aumento de IA para o transformador TR1, que por seu HI estar em uma condição classificada como boa, desacelera o aumento de IA. Uma trajetória semelhante é verificada para o equipamento TR4, onde a influência da deterioração do HI

Figura 4.21 – Evolução da IA para os transformadores em estudo.



Fonte: Autor.

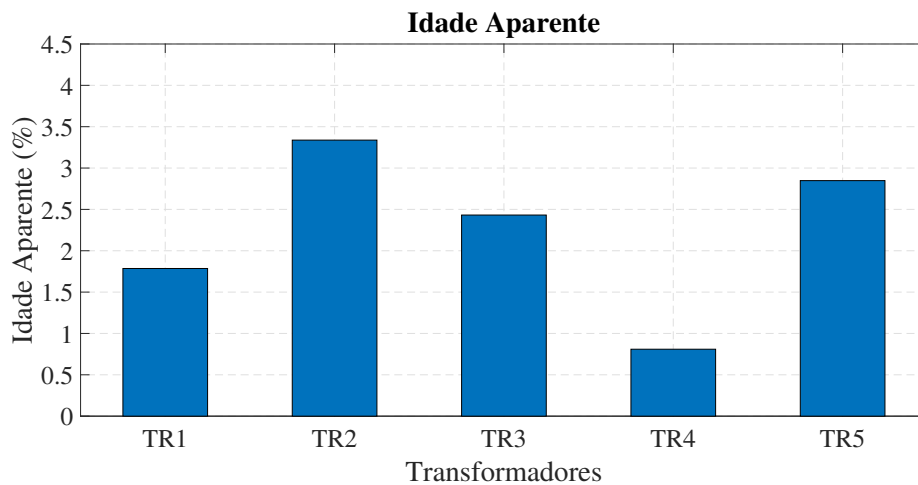
é minimizada pelo baixo envelhecimento. O mesmo não acontece com os transformadores TR2, TR3 e TR5, apresentando evolução elevada da IA. Destacam-se os transformadores TR2 e TR5, que mesmo com IA inicial zero, chegam ao final do intervalo de monitoramento com os maiores valores de IA.

O fato destes transformadores, que foram obtidos os dados desde a energização, possuírem os piores resultados de IA, pode indicar que a degradação das unidades no período anterior aos registros está subestimada. Contudo, observa-se que, durante o período que se possui monitoramento, há uma elevada perda de vida útil das unidades TR2 e TR5, demonstrando que o próprio ciclo de carregamento é mais severo nestas unidades. Os parâmetros físico-químicos nestes transformadores também apresentam situação regular desde a energização, o que contribui para os resultados observados.

As evoluções de IA, constantes Figura 4.21, também expõem que os resultados de IA podem sofrer alterações durante a vida útil do equipamento, uma vez que estão atrelados aos HI dos equipamentos. Diferentemente da idade real, IA pode ser reduzida a partir da melhora do HI. A visualização das IA finais de cada equipamento pode ser feita através da Figura 4.22.

Através da Figura 4.22, pode-se realizar a classificação e comparação entre os transformadores, com base em suas condições na data do fim do monitoramento. Neste contexto, o transformador TR4 é o que se encontra em melhor situação, seguido de TR1. A unidade TR3 possui uma situação intermediária, enquanto TR2 e TR5 demandam maior atenção por parte da equipe da usina.

Figura 4.22 – IA final para os transformadores em estudo.



Fonte: Autor.

4.5 APOIO À TOMADA DE DECISÃO

Com o intuito de facilitar a interpretação dos resultados obtidos após a aplicação da metodologia de avaliação dos transformadores de potência selecionados na usina, decidiu-se criar um quadro de ações para balizar a atuação dos diferentes setores da empresa.

Do ponto de vista da manutenção dos equipamentos, a prioridade deve ser dada a transformadores com IA avançada e HI em condições regulares ou ruins. Em casos em que os transformadores estão nos estágios iniciais de sua vida útil, deve-se priorizar intervenções em equipamentos com os piores HI.

Em termos de operação, quando há a possibilidade de escolha do patamar de carga que cada equipamento irá operar, ou ainda qual retirar de operação em épocas de baixa geração, sugere-se priorizar o despacho pelos transformadores com menor IA. Se a IA não se apresenta crítica em nenhum equipamento, pode optar-se por despachar o transformador com menor vida útil remanescente, levando-o ao final da vida útil mais rapidamente, ou priorizar a distribuição do envelhecimento nas unidades.

No panorama financeiro, ocorrendo situações com IA reduzida e HI elevado, deve-se priorizar os investimentos em intervenções de manutenção dos equipamentos. Com o avanço da IA, o planejamento para substituição do equipamento deve iniciar-se. Quando IA estiver elevada, devido a vida útil remanescente baixa, indicando alto envelhecimento do equipamento, recursos na substituição deste podem ser avaliados. A Tabela 4.3 expõe uma síntese dessas sugestões de ações.

Em específico sobre os transformadores avaliados e com base na Tabela 4.3, sugere-se intervenções de manutenção nos transformadores TR2, TR3 e TR5. Por possuir IA mais elevadas, TR2 e TR5 são prioridades nessas ações. Deve-se também avaliar a forma

Tabela 4.3 – Síntese das sugestões de tomada de decisão na gestão de ativos, baseado nos resultados da metodologia.

Situação dos Indicadores			Sugestões para Tomada de Ações
HI	VU_{rem}	IA	
Bom ou Regular	Elevada	Baixa	Avaliar necessidade de manutenção. Prioridade no despacho.
Regular ou Ruim	Elevada ou Média	Baixa ou Média	Prioridade em intervenções de manutenção.
Bom ou Regular	Média ou Baixa	Média ou Elevada	Avaliar despacho e necessidade de manutenção. Planejar substituição do equipamento.
Regular ou Ruim	Média ou Baixa	Média ou Elevada	Prioridade em intervenções de manutenção. Reduzir despacho. Planejar substituição do equipamento.
Regular ou Ruim	Baixa	Elevada	Substituição do equipamento.

Fonte: Autor.

de despacho desses dois equipamentos, apesar de apresentarem menor intervalo desde a energização, possuem as menores vida útil remanescentes.

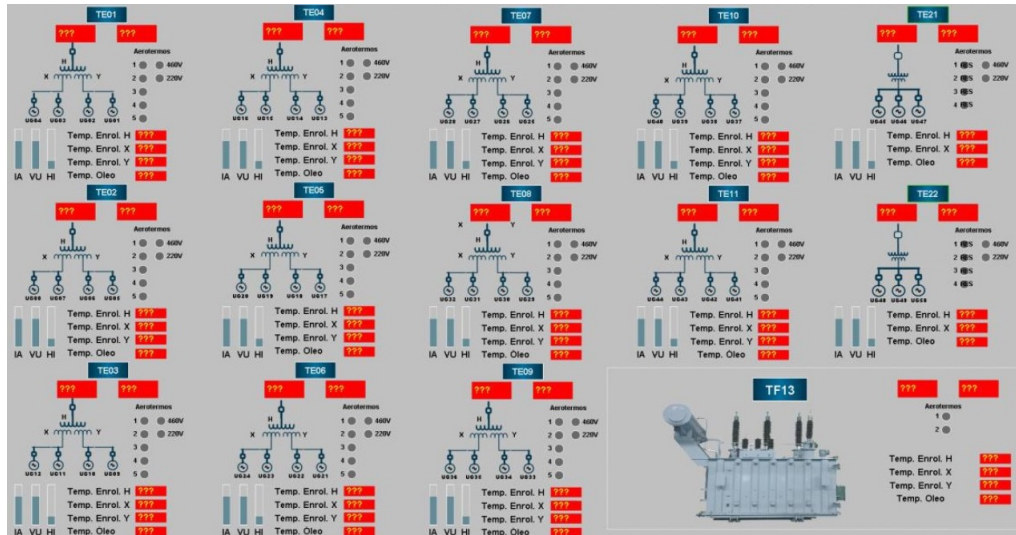
A próxima prioridade é o equipamento TR3, onde é necessário avaliar as causas da elevação de seu HI. O transformador TR4 não demanda ação mais imediata pela baixa IA. Por fim, TR1 não demonstra necessidades de intervenção, por possuir baixa IA e HI classificado como bom.

4.6 IMPLANTAÇÃO DA METODOLOGIA NA UHE - SANTO ANTÔNIO

A metodologia até então desenvolvida e aplicada ao estudo de caso exposto, será incorporada ao sistema de supervisão da UHE - Santo Antônio, para avaliação em tempo real do parque de transformadores de potência pertencentes a usina. A implantação é realizada em parceria com a empresa Automalógica, com a inserção do algoritmo de cálculo do HI, envelhecimento e IA, além da telas de interface com os usuários e alimentação do sistema com os dados de monitoramento necessários à metodologia.

A tela principal com os dados e *status* dos transformadores desenvolvida na plataforma *Eclipse Plant Manager (EPM)*, pode ser visualizada na Figura 4.23.

Figura 4.23 – Tela principal de monitoramento na usina no EPM, com os indicadores da metodologia proposta incorporados.



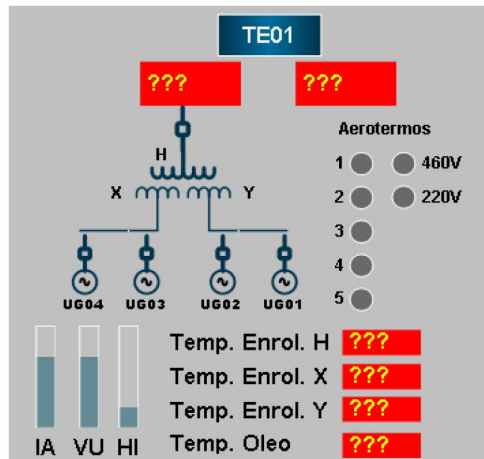
Fonte: Autor.

Na Figura 4.23, têm-se os principais parâmetros do transformador monitorados pela equipe da usina, onde foram adicionadas barras que indicarão os resultados de HI, vida útil remanescente e IA dos transformadores de potência. Ao evoluir-se, as barras alteram as cores, segundo a escala de atenção padrão da usina, enfatizando a mudança dos indicadores. Esses recursos permitem, aos responsáveis pelos equipamentos, obter suporte para as decisões de gestão desses transformadores. Uma visão mais detalhada para um equipamento é exposta na Figura 4.24.

Uma outra tela foi criada com acesso pela tela principal, detalhando os fatores e a evolução do HI, IA e da vida útil remanescente, conforme demonstrado na Figura 4.25.

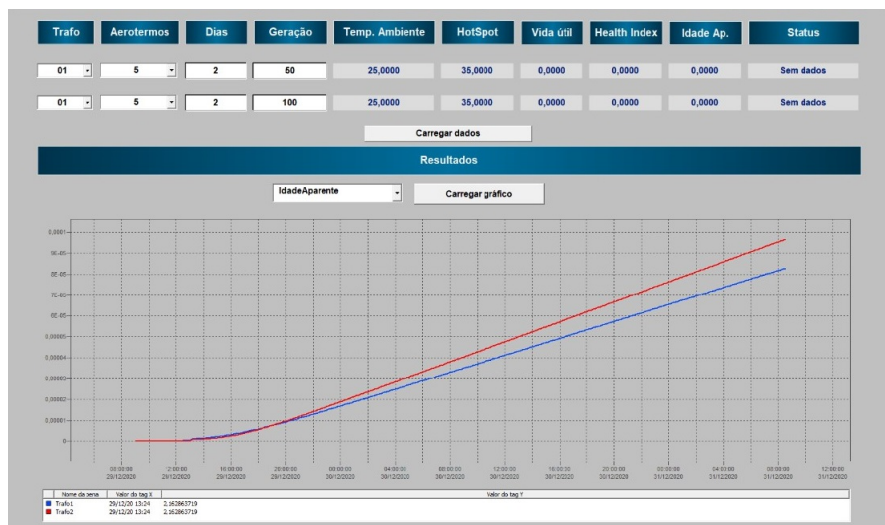
Nesta tela, acessa-se os dados históricos com a evolução do HI, da perda de vida útil, vida útil remanescente, IA, além dos fatores que compõem o HI. Também pode-se visualizar os parâmetros de entrada do método, possibilitando análises profundas da situação dos transformadores de potência.

Figura 4.24 – Detalhe da tela principal de monitoramento no EPM.



Fonte: Autor.

Figura 4.25 – Tela de visualização dos indicadores e parâmetros da metodologia proposta no EPM.



Fonte: Autor.

5 CONCLUSÃO

O presente estudo apresentou o desenvolvimento de uma metodologia para avaliação do estado de transformadores de potência, com aplicação à um estudo de caso com dados reais de monitoramento dos equipamentos.

A metodologia é apoiada nos eixos de estimativa do envelhecimento da isolação dos condutores do transformador e na determinação do HI. Na construção do módulo de cálculo de envelhecimento da isolação, incorporou-se os efeitos da umidade presente no papel, que é estimada pela umidade relativa do óleo isolante. Através da temperatura de *hotspot* monitorada e da umidade estimada, obtêm-se, pelo modelo, um envelhecimento dos transformadores mais próximo do processo real de degradação.

Para o HI, foi desenvolvida uma metodologia voltada a apresentar condições atípicas e de urgência em intervenções, que avalia os parâmetros disponíveis ao estudo de caso, abrangendo fatores relacionados a maior parte dos sistemas dos transformadores de potência. O método de cálculo, a partir de lógica *fuzzy*, permite a inclusão da experiência e julgamento de especialistas e métodos já consolidados, uma vez que as regras relacionais, graus de importância, níveis de entrada e saída possuem variáveis linguísticas em suas determinações. Esta flexibilidade também permite ao método a aplicação em locais com realidades diferentes, no que tange parâmetros de entrada e objetivos finais. Ainda, a união desses dois aspectos, através da IA, possibilita à gestão de ativos compreender de maneira mais clara quais equipamentos possuem nível mais críticos ou necessitam de planejamento de substituição, sendo mais uma vantagem da metodologia proposta e desenvolvida.

Nos resultados da aplicação da metodologia ao estudo de caso, dentre as cinco unidades transformadoras avaliadas, TR1 resultou no melhor HI, com os outros equipamentos classificados com HI regular, sugerindo-se intervenções de manutenção nesses equipamentos. Relativo ao envelhecimento, os transformadores energizados mais recentemente possuem um ritmo maior de envelhecimento, havendo ainda retiradas de operação de alguns equipamentos sazonalmente, devido a baixa do rio Madeira. Observa-se também que há um envelhecimento baixo dos equipamentos, devido às temperaturas de *hotspot* registradas, podendo ser resultado de um projeto térmico especial dos transformadores. Em todo caso, métodos de estimativa da temperatura de *hotspot* mais elaborados podem ser introduzidos, verificando-se possíveis discrepâncias de resultados.

Em auxílio à gestão dos ativos, um conjunto de sugestões de possíveis ações a serem tomadas pela equipe da empresa é apresentado, fornecendo mais subsídios as equipes na utilização da metodologia. Em específico ao estudo de caso, sugere-se prioridade de intervenções nas unidades TR2, TR3 e TR5, com a avaliação do despacho realizado por TR2 e TR5, uma vez que mesmo energizados mais recentemente, possuem IA mais elevadas.

Por fim, a metodologia desenvolvida mostrou-se eficiente em identificar condições atípicas no estado dos transformadores, além de estimar o envelhecimento de maneira mais assertiva. Com a IA, o apoio à tomada de decisão na gestão dos ativos se torna mais robusto, sendo uma ferramenta a ser utilizada de forma ativa na finalização da implementação desta na UHE - Santo Antônio. Enfatiza-se a possibilidade de adaptação e aplicação em outras empresas, trazendo uma solução abrangente em todo o setor.

5.1 TRABALHOS PUBLICADOS

Durante o período do mestrado, publicou-se o seguinte trabalho relacionado com avaliação de transformadores de potência:

- OLIVEIRA, M. M. et al. Power Transformers Assessment Applying Health Index and Apparent Age Methods. **2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)**, Montevideo, Uruguay, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDLA47668.2020.9326167.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para prosseguimento aos estudos realizados nesta dissertação, sugere-se os seguintes temas para trabalhos futuros:

- Consideração dos efeitos da acidez e oxigênio presentes na isolação sólida do transformador no cálculo de envelhecimento proposto.
- Implementação de um método de determinação de hierarquia, a fim de obter-se um modelo matemático para a formação da base de regras a partir da opinião de especialistas.
- Avaliação das respostas do modelo proposto em uma gama de transformadores com um período longo em operação e próximos do final de sua vida útil, analisando o desempenho da metodologia nestas situações.

REFERÊNCIAS

- ABNT. **NBR 5034. Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV.** [S.l.]: ABNT NBR 5034: 2014, 2014.
- _____. **NBR 10576. Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos - Diretrizes para supervisão e manutenção.** [S.l.]: ABNT NBR 10576: 2017, 2017.
- _____. **NBR 5356-7. Transformadores de potência Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante.** [S.l.]: ABNT NBR 5356-7: 2017, 2017.
- ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A.; IBRAHIM, M. Calculation of a health index for oil-immersed transformers rated under 69 kv using fuzzy logic. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 4, p. 2029–2036, 2012.
- ALVES, M. et al. Uso do índice de estado (health index) de transformadores e reatores para definição da necessidade de monitoramento. In: **XVIII ERIAC - Décimo Oitavo Encontro Regional Ibero-Americano do Cigre.** [S.l.: s.n.], 2019.
- ANKIT ROHATGI. **WebPlotDigitizer data extraction tool.** 2021. Disponível em: <<https://apps.automeris.io/wpd/>>.
- ASSUNÇÃO, T. C. B. N. **Contribuição a Modelagem e Análise do Envelhecimento de Transformadores de Potência.** 2007. 185 p. Tese (Doutorado em engenharia elétrica) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2007.
- CARRARO, R. **Desenvolvimento de um "Health Index" para Transformadores de Potência.** 2017. 103 p. Dissertação (Mestrado em engenharia elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.
- CARRARO, R.; MARCHESAN, T. B.; WICKERT, H. M. Aplicação de metodologia de health index ao parque de transformadores de potência da CEEE-GT. In: **VIII WORKSPOT - International Workshop on Power Transformers, Equipment, Substations and Materials.** [S.l.: s.n.], 2016.
- CHANTOLA, A.; SHARMA, M.; SAINI, A. Integrated fuzzy logic approach for calculation of health index of power transformer. In: **2018 Second International Conference on Inventive Communication and Computational Technologies (ICICCT).** [S.l.: s.n.], 2018. p. 1045–1050.
- CIGRE 005 GT B3/B5/A2.01. **Transformadores Imersos em Líquido Isolante: Guia de manutenção centrada na confiabilidade.** [S.l.]: Cigré, 2007.
- CIGRE GT A2.02. **Avaliação do Desempenho de Transformadores de Potência e Reatores no Sistema Elétrico Brasileiro.** [S.l.]: Cigré, 2013.
- CIGRE GT A2.23. **Gerenciamento de Dados para Monitoramento e Avaliação da Condição Operativa de Transformadores (GDMT).** [S.l.]: Cigré, 2006.

- CIGRE WG A2.24. **Brochure 209. Thermal Performance of Transformers.** [S.l.]: Cigré, 2009.
- DU, Y. et al. Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 15, n. 1, p. 11–20, 1999.
- EMSLEY, A.; STEVENS, G. Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers. **IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology**, v. 141, p. 324–334(10), September 1994. ISSN 1350-2344. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-smt_19949957>.
- FEIL, D. L. P. **Substituição de Transformadores de Potência: Uma estratégia global.** 2019. 156 p. Tese (Doutorado em engenharia elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil, 2019.
- GORGAN, B. et al. Calculation of the remaining lifetime of power transformers paper insulation. In: **2012 13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM).** [S.l.: s.n.], 2012. p. 293–300.
- HANUNG, N. S. et al. Degree of polymerization estimation of insulation papers in power transformers based on load and temperature histories in java-bali region of indonesia national electric company. In: **2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis.** [S.l.: s.n.], 2012. p. 637–642.
- HEREDIA, L. A. **Caracterização, Manutenção e Monitoramento On-line de Buchas Condensivas para Transformadores de Potência.** 2008. 143 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.
- HILLARY, W. D. A. G. et al. A tool for estimating remaining life time of a power transformer. In: **2017 Moratuwa Engineering Research Conference (MERCOn).** [S.l.: s.n.], 2017. p. 373–378.
- HJARTARSON, T.; OTAL, S. Predicting future asset condition based on current health index and maintenance level. In: **ESMO 2006 - 2006 IEEE 11th International Conference on Transmission Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance.** [S.l.: s.n.], 2006.
- IBRAHIM, K. et al. Selection criteria for oil transformer measurements to calculate the health index. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, v. 23, n. 6, p. 3397–3404, 2016.
- IEC. **IEC 60076-2. Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers.** [S.l.]: IEC 60076-2: 2011, 2011.
- _____. **IEC 60076-7. Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers.** [S.l.]: IEC 60076-7: 2017, 2018.

- IEEE. **IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators**. [S.l.]: IEEE Std C57.91-2011, 2011.
- _____. **IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers**. [S.l.]: IEEE Std C57.104-2019, 2019.
- JAHROMI, A. 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.; GODIN, A.; HILBER, P. Health index as condition estimator for power system equipment: a critical discussion and case study. **CIREN - Open Access Proceedings Journal**, v. 2017, p. 202–205, 10 2017.
- LATA, J. P.; CHACÓN-TROYA, D. P.; MEDINA, R. D. Improved tool for power transformer health index analysis. In: **2017 IEEE XXIV International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing (INTERCON)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–4.
- LELEKAKIS, N.; MARTIN, D.; WIJAYA, J. Ageing rate of paper insulation used in power transformers part 1: Oil/paper system with low oxygen concentration. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, v. 19, n. 6, p. 1999–2008, 2012.
- LELEKAKIS, N. et al. Aging rate of grade 3 presspaper insulation used in power transformers. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, v. 21, n. 5, p. 2355–2362, 2014.
- LI, Y. et al. An approach to aging assessment of power transformer based on multi-parameters. In: **2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 357–360.
- LILAND, K. B. et al. Ageing of oil impregnated thermally upgraded papers. In: **2011 IEEE International Conference on Dielectric Liquids**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–5.
- LUNDGAARD, L. E.; HANSEN, W.; INGEBRIGTSEN, S. Ageing of mineral oil impregnated cellulose by acid catalysis. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, v. 15, n. 2, p. 540–546, 2008.
- LUNDGAARD, L. E. et al. Aging of oil-impregnated paper in power transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 1, p. 230–239, 2004.
- MARQUES, A. et al. Method for the evaluation and classification of power transformer insulating oil based on physicochemical analyses. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 33, n. 1, p. 39–49, 2017.
- MARQUES, A. P. **Diagnóstico otimizado de transformadores de potência mediante a integração de técnicas preditivas**. 2018. 190 p. Tese (Doutorado em engenharia elétrica e da Computação) — Universidade Federal de Goiás, Goiânia, GO, Brasil, 2018.

- MEDINA, R. D. et al. Health index assessment for power transformers with thermal upgraded paper up to 230kv using fuzzy inference systems. In: **2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6.
- MISHRA, S. et al. Comprehensive review on maximum power point tracking techniques: Wind energy. In: **2015 Communication, Control and Intelligent Systems (CCIS)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 464–469.
- NADERIAN, A. et al. An approach to determine the health index of power transformers. In: **Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 192–196.
- OOMMEN, T. V. Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems. In: **1983 EIC 6th Electrical/Electrical Insulation Conference**. [S.l.: s.n.], 1983. p. 162–166.
- ORTIZ, F. et al. Health indexes for power transformers: a case study. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 32, n. 5, p. 7–17, 2016.
- PEDRYCZ, W.; GOMIDE, F. **Fuzzy Systems Engineering: Toward Human-Centric Computing**. Wiley, 2007. (Wiley - IEEE). ISBN 9780470168950. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=VIFUBIMDqLsC>>.
- PICHER, P. et al. Use of health index and reliability data for transformer condition assessment and fleet ranking. In: . [S.l.: s.n.], 2014.
- PLOTLY. **Chart Studio curve fitting tool**. 2021. Disponível em: <<https://chart-studio.plotly.com/>>.
- PORTELLA, M. G. et al. Estudo comparativo do envelhecimento químico acelerado de papel kraft termoestabilizado e convencional. In: **VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - CITENEL**. [S.l.: s.n.], 2016.
- RANGA, C.; CHANDEL, A. K.; CHANDEL, R. Condition assessment of power transformers based on multi-attributes using fuzzy logic. **IET Science, Measurement & Technology**, v. 11, n. 8, p. 983–990, 2017. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-smt.2016.0497>>.
- ROIZMAN, O.; DAVYDOV, V. Neuro-fuzzy algorithms for power transformers diagnostics. In: **PowerCon 2000. 2000 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No.00EX409)**. [S.l.: s.n.], 2000. v. 1, p. 253–258 vol.1.
- SAHA, T. K. Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, v. 10, n. 5, p. 903–917, 2003.
- SCHIJNDEL, A. van; 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.

SHANG, Y. 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, 07 2016.

SHAW, I.; SIMOES, M. **Controle e modelagem fuzzy**. Edgard Blucher, 1999. ISBN 9788521202486. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=T3NgPwAACAAJ>>.

SILVA, D. C. da. **Avaliação da Iteração de Materiais Internos do Transformador com Fluidos Isolantes Tipo Éster Natural e Óleo Mineral**. 2013. 85 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) — Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

SILVA, T. H. V. **Desenvolvimento de uma Metodologia de Interpretação de Análise de Gases Dissolvidos em Óleo para Transformadores de Potência Usando Lógica Fuzzy**. 2017. 93 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) — Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2017.

SOUSA, F. R. de C. et al. Monitoramento de umidade em sistemas isolantes papel-óleo de transformadores de potência. In: **V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**. [S.l.: s.n.], 2014.

ZHANG, Y. et al. A new maintenance decision making model based on life cycle cost analysis for power transformers. In: **2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4.

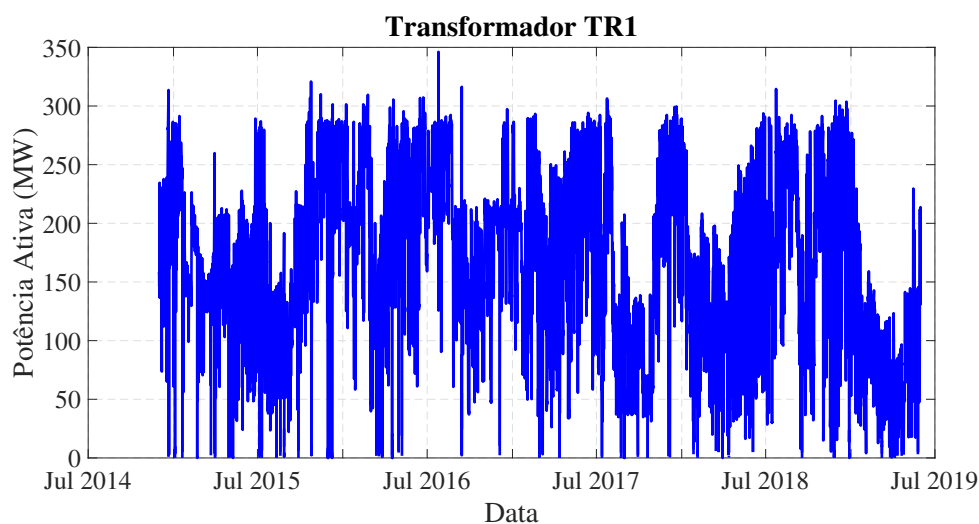
APÊNDICES

Apêndice A – DADOS DE MONITORAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

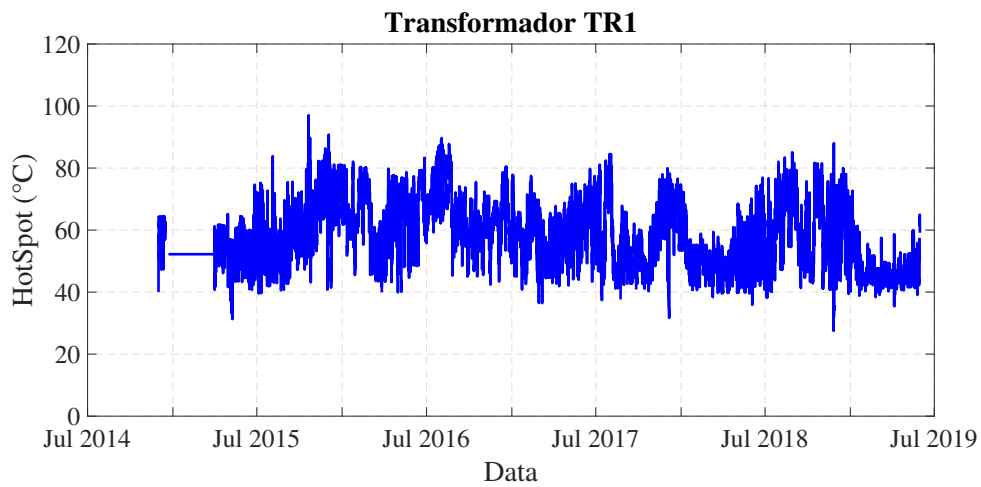
Neste apêndice são apresentados os dados de monitoramento dos transformadores de potência, objetos do estudo de caso presente no Capítulo 4, relativos às temperaturas de *hotspot* e carregamento (potência ativa). Em relação aos dados de temperaturas de *hotspot*, os valores são estimados pelo equipamento de monitoramento, aplicando o processo conhecido como imagem térmica (IEC 60076 – 2, 2011). A seguir, são apresentados os dados para cada unidade transformadora.

A.1 Carregamento e temperaturas de *hotspot* para o transformador TR1

Figura A.1 – Histórico de potência ativa processada pelo transformador TR1.



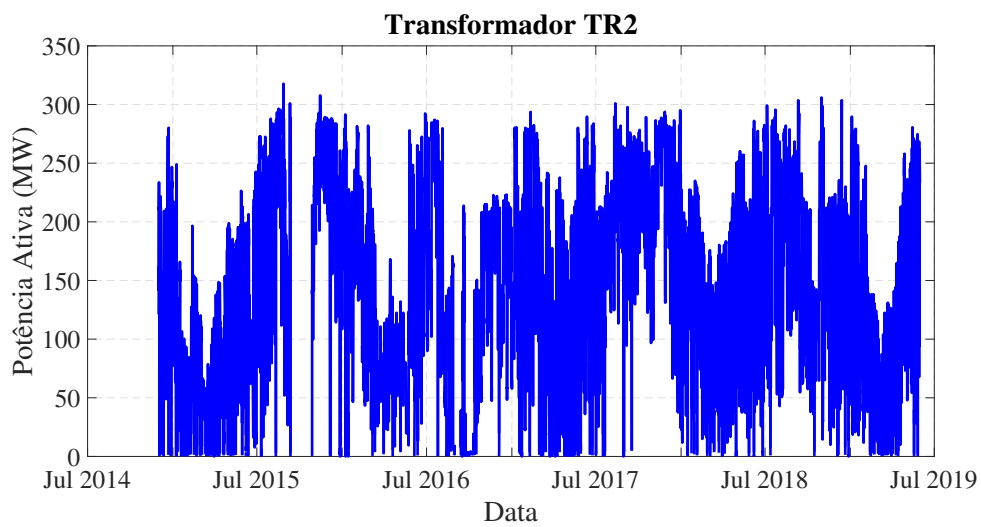
Fonte: Autor.

Figura A.2 – Histórico de temperaturas de *hotspot* para o transformador TR1.

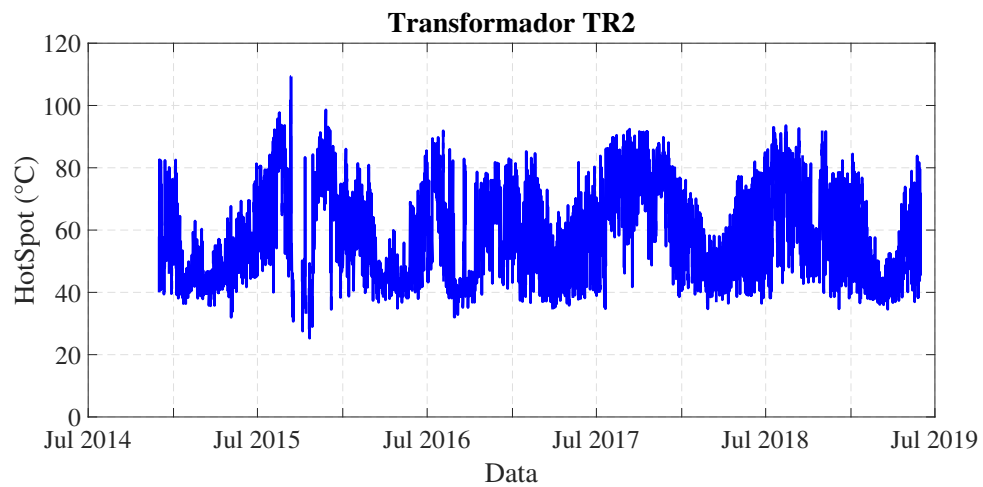
Fonte: Autor.

A.2 Carregamento e temperaturas de *hotspot* para o transformador TR2

Figura A.3 – Histórico de potência ativa processada pelo transformador TR2.



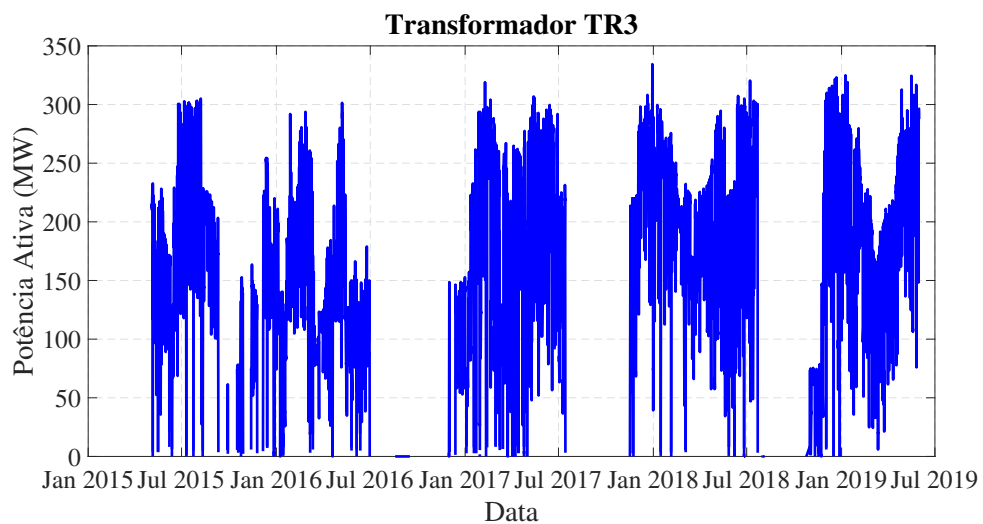
Fonte: Autor.

Figura A.4 – Histórico de temperaturas de *hotspot* para o transformador TR2.

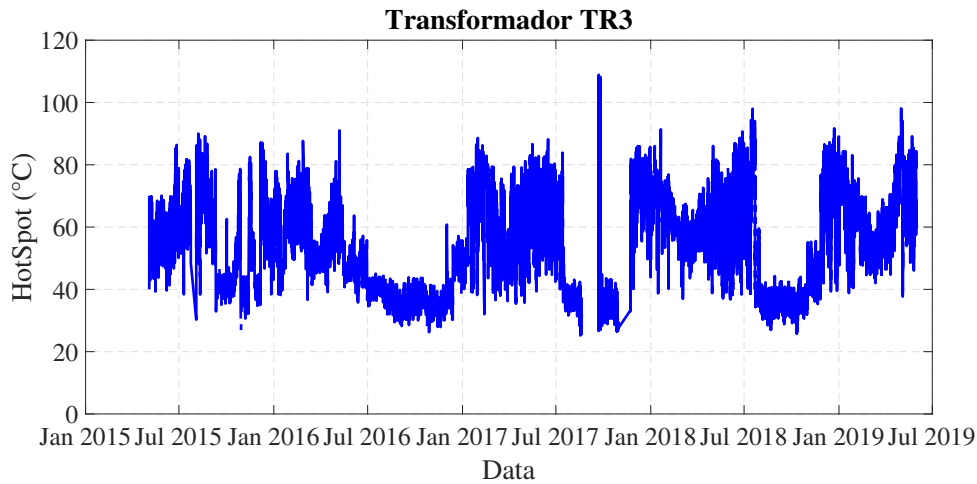
Fonte: Autor.

A.3 Carregamento e temperaturas de *hotspot* para o transformador TR3

Figura A.5 – Histórico de potência ativa processada pelo transformador TR3.



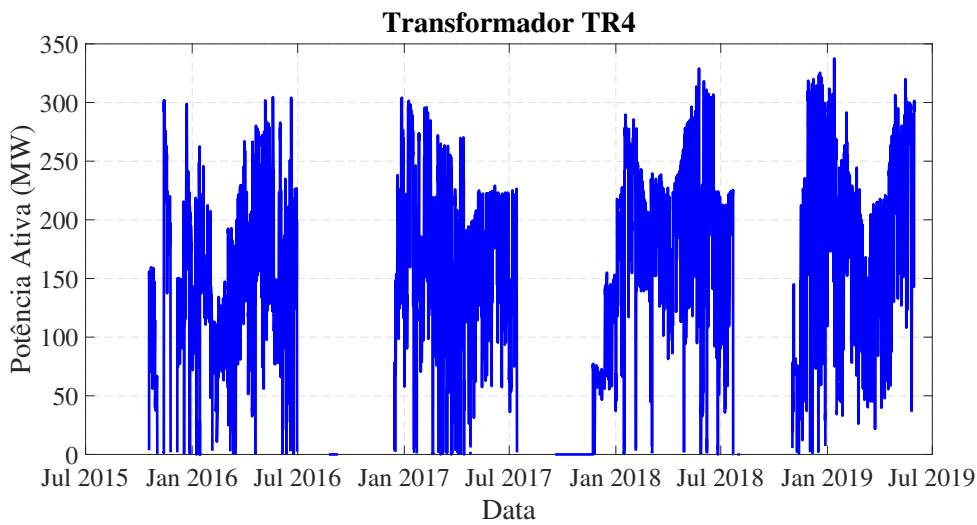
Fonte: Autor.

Figura A.6 – Histórico de temperaturas de *hotspot* para o transformador TR3.

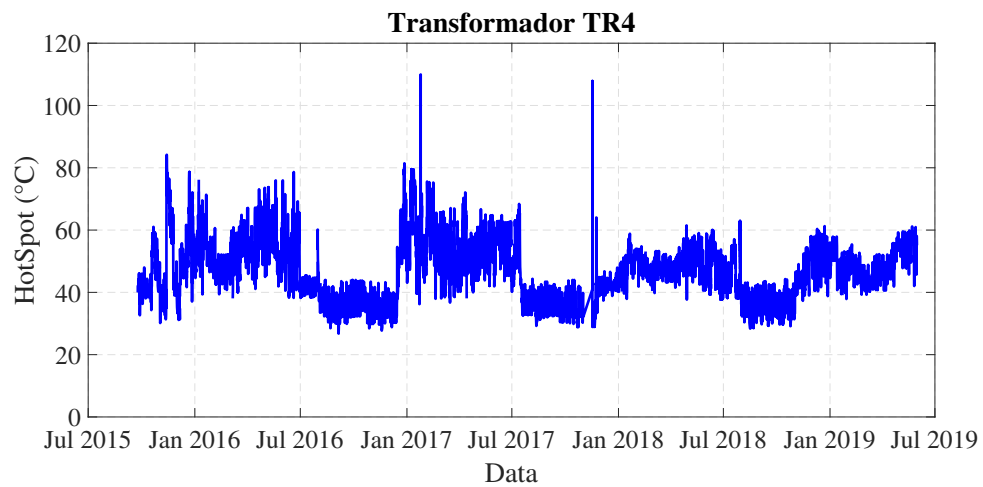
Fonte: Autor.

A.4 Carregamento e temperaturas de *hotspot* para o transformador TR4

Figura A.7 – Histórico de potência ativa processada pelo transformador TR4.



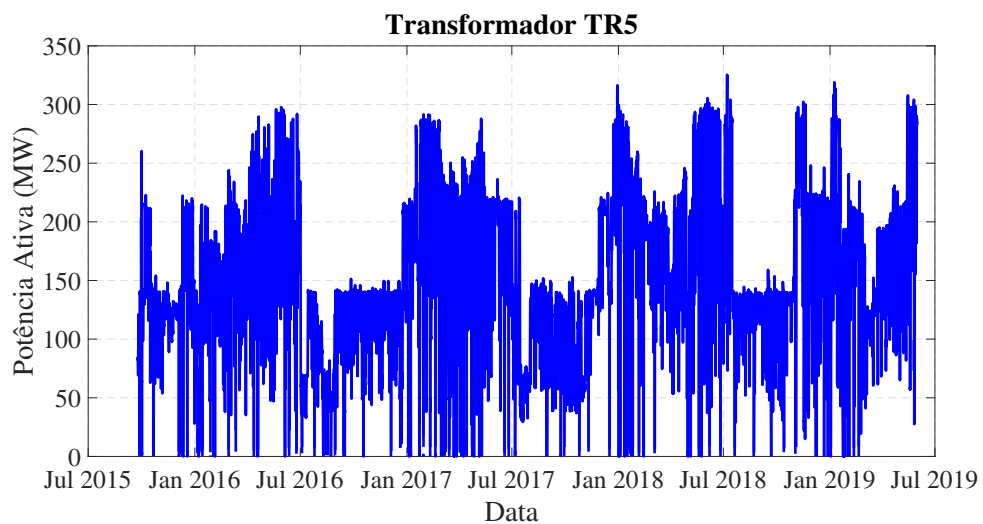
Fonte: Autor.

Figura A.8 – Histórico de temperaturas de *hotspot* para o transformador TR4.

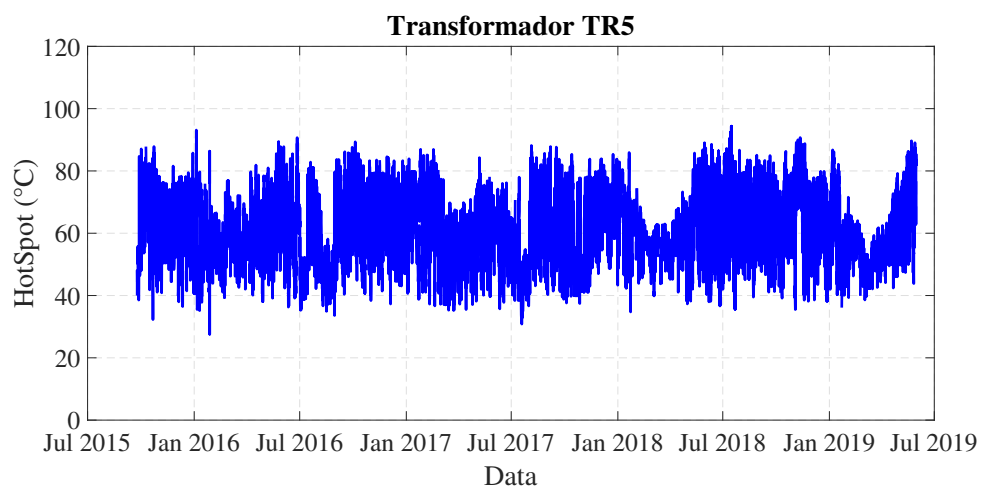
Fonte: Autor.

A.5 Carregamento e temperaturas de *hotspot* para o transformador TR5

Figura A.9 – Histórico de potência ativa processada pelo transformador TR5.



Fonte: Autor.

Figura A.10 – Histórico de temperaturas de *hotspot* para o transformador TR5.

Fonte: Autor.

Apêndice B – FATORES UTILIZADOS NA COMPOSIÇÃO DAS CURVAS DE OOMMEN

Neste apêndice, os fatores utilizados para determinar as curvas de Oommen, conforme procedimento realizado no Capítulo 3, são apresentados na Tabela B.1. Para cada temperatura, uma curva foi obtida, e os fatores referentes a essas curvas são indicados.

Tabela B.1 – Fatores da regressão polinomial utilizados na equação de estimativa da umidade do papel isolante.

Temp.	Fatores da Curva (<i>Fitting</i>)					
	F_5	F_4	F_3	F_2	F_1	F_0
0 °C	0	-0,0273	0,31651	-1,35612	3,19985	0,46404
10 °C	0	-0,00316	0,06395	-0,47714	1,9746	0,02019
20 °C	0	-0,0003	0,01174	-0,14692	1,07733	0,01018
30 °C	0	-0,00006	0,003413	-0,06705	0,69944	0,00949
40 °C	$4,63 \cdot 10^{-7}$	-0,000048	0,001958	-0,03859	0,47591	-0,02042
50 °C	0	-0,0000014	0,0001959	-0,009408	0,245251	0,109503
60 °C	0	-0,0000011	0,000137	-0,00659	0,18164	0,09261
70 °C	0	$-6,56 \cdot 10^{-7}$	0,000088	-0,00429	0,12281	0,1183
80 °C	0	$-6,34 \cdot 10^{-7}$	0,000085	-0,00397	0,10079	0
90 °C	0	$-2,51 \cdot 10^{-7}$	0,0000356	-0,001791	0,058623	0
100 °C	0	$-4,62 \cdot 10^{-8}$	0,0000095	-0,00058	0,02928	0

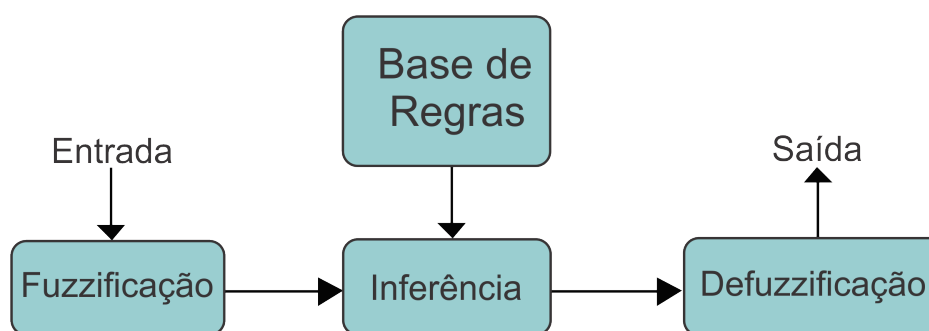
Fonte: Autor.

Apêndice C – FUNDAMENTOS DA LÓGICA *FUZZY*

Nesta seção são abordado os conceitos teóricos acerca da lógica *fuzzy*, também conhecida como lógica nebulosa, que é utilizada na construção da metodologia de HI. Esta técnica destaca-se entre os métodos de inteligência artificial, pela possibilidade de, a partir do conhecimento do sistema, modelar seu comportamento, através de variáveis linguísticas e regras relacionais (MISHRA et al., 2015).

Outro fator importante na logica *fuzzy*, é que esta é baseada em teoria de conjuntos, o que permite sua utilização para solução de problemas, através da construção de relações causa-efeito (PEDRYCZ; GOMIDE, 2007). A lógica *fuzzy* pode ser dividida em três etapas: fuzzificação das entradas, bases de regras e inferência e por fim, defuzzificação da saída, conforme apresenta a Figura C.1.

Figura C.1 – Etapas presentes na lógica *fuzzy*.



Fonte: Autor.

Em relação a Figura C.1, têm-se na primeira etapa da lógica a conversão dos valores de entrada em variáveis linguísticas, através das funções de pertinência adotadas. No segundo estágio, é realizada a inferência, pela relação entre as funções linguísticas de entrada, com o apoio da base de regras estabelecida. Na última etapa, a defuzzificação realiza a conversão das variáveis linguísticas em valores de saída, com base nas funções de pertinência de saída. Estas etapas são expressas em mais detalhes a seguir.

C.1 Funções de pertinência

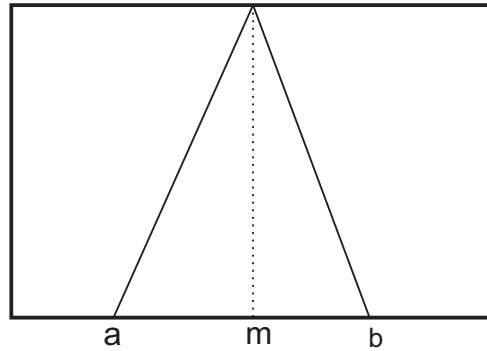
As funções de pertinência são utilizadas na lógica *fuzzy* para designar, a partir dos valores discretos das variáveis de entrada, valores de pertinência *fuzzy*, considerando o intervalo numérico das entradas (SHAW; SIMOES, 1999). O número de funções de pertinências adotadas para as entradas e saídas tem relação direta com a precisão dos resultados, contudo, um número elevado de funções dificulta a construção da base de regras a aumenta a complexidade dos cálculos. Ainda, os modelos mais utilizados são de

formato triangular ou trapezoidais, que possuem fácil implementação. Um exemplo de equação triangular é demonstrado em (C.1).

$$f_p(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \leq a \\ \frac{x-a}{m-a}, & \text{se } x \in [a, m) \\ \frac{b-x}{b-m}, & \text{se } x \in [m, b] \\ 0, & \text{se } x \geq b \end{cases} \quad (\text{C.1})$$

Os fatores que compõem a função de pertinência triangular, tem seus termos ilustrados pela Figura C.2.

Figura C.2 – Coeficientes presentes em uma função de pertinência triangular genérica.



Fonte: Autor.

Outros modelos de funções de pertinência podem ser aplicados, quando há o intuito de uma transição moderada entre os níveis, como por exemplo, funções do tipo gaussiana e sigmoide. Para funções gaussianas, um exemplo de sua formulação é apresentado em (C.2).

$$f_p(x, m, \sigma) = e^{\left(-\frac{(x-m)^2}{\sigma^2}\right)} \quad (\text{C.2})$$

Onde:

x → Valor da entrada ou saída avaliada

m → Elemento típico da função de pertinência (f_p)

σ → Distribuição da função de pertinência (f_p)

Além do tipo de função de pertinência escolhido, pode-se atribuir a estas rótulos que, em cada situação, representará de maneira intuitiva as atribuições linguísticas atreladas as funções.

C.2 Fuzzificação

O processo de fuzzificação consiste no mapeamento dos números reais que são pertencentes as variáveis de entrada, e a posterior transferência destes para o domínio *fuzzy*, com atribuições de valores linguísticos e descrições qualitativa, por meio das funções de pertinência (SHAW; SIMOES, 1999).

Este procedimento pode ser viabilizado com o uso de vetores de possibilidades, ou seja, o conjunto *fuzzy* é gerado a partir de um único valor discreto, e através das funções de pertinência, obtêm-se vetores de possibilidades, ou ainda, por meio de uma tabela armazenada na memória.

C.3 Regras de inferência

As regras de inferência podem ser consideradas como a ligação causa-efeito na lógica *fuzzy*, a partir de uma base de regras definida. Também pode ser interpretadas como implicação *fuzzy*, relacionando os conjuntos pelo modo afirmativo (*modus ponens*) ou modo negativo (*modus tollens*). No modo afirmativo, a relação entre os conjuntos linguísticos de entrada tem sua estrutura apresentada em (C.3).

$$\text{SE } \langle \text{condições} \rangle \quad \text{ENTÃO } \langle \text{conclusão} \rangle \quad (\text{C.3})$$

Uma outra forma de apresentar a inferência no modo afirmativo é expressa por (C.4).

$$\text{SE } \langle \text{antecedente} \rangle \quad \text{ENTÃO } \langle \text{consequente} \rangle \quad (\text{C.4})$$

Esta inferência é atribuída ao conjunto de regras como um todo, podendo ser do tipo *máx – min* ou *máx – produto*. Quando utiliza-se o método *máx – min*, na etapa de agregação dos conjuntos de entrada, o operador *min* utiliza-se do cognitivo "*E*", alinhado com o truncamento do conjunto resultante. Para o método *máx – produto*, o operador *produto* alinha o cognitivo "*E*" e o escalonamento do conjunto resultante.

Ainda, o operador *máx*, presente nos dois métodos, é relacionando com a etapa de combinação, presente na inferência *fuzzy*. Neste modelo, cognitivo "*OU*" é utilizado, com-

binando os valores máximos obtidos nos conjuntos *fuzzy* de saída (PEDRYCZ; GOMIDE, 2007).

C.4 Defuzzificação

A partir da inferência *fuzzy*, o último processo realizado pela lógica é a defuzzificação, que consiste em produzir um único valor discreto de saída, proveniente do processo de fuzzificação e inferência das entradas. O valor de saída origina-se de uma variável linguística inferida. Uma outra interpretação é que, este valor melhor representa a distribuição de possibilidades. Existem vários métodos de defuzzificação, sendo os mais comuns e aplicados o método Centro-da-Área (C-o-A), o Centro-do-Máximo (C-o-M) e Média-do-Máximo (M-o-M) (PEDRYCZ; GOMIDE, 2007).

Em específico, o método Centro-da-Área tem como princípio o cálculo do centroide da área representada pelo termo *fuzzy* de saída, sendo este termo, em suma, composto pelas contribuições da inferência em todas as regras de saída. O cálculo referente ao Centro-da-Área é demonstrado em (C.5).

$$u = \frac{\sum_{j=1}^{N_j} u_i u_{OUT}(u_i)}{\sum_{j=1}^{N_j} u_{OUT}(u_i)} \quad (C.5)$$

Onde:

$u_i \rightarrow$ Área de uma função de pertinência após a inferência

$u_{OUT}(u_i) \rightarrow$ Posição do centroide da função de pertinência individual

Apesar de muito utilizado, o método Centro-da-Área possui a desvantagem de necessitar de um cálculo de integração numérica da área, o que demanda um maior poder de processamento e pode trazer dificuldades de implementação, a depender da aplicação da lógica *fuzzy*.

Apêndice D – BASE DE REGRAS QUE COMPÕEM A METODOLOGIA *FUZZY HI*

O presente apêndice apresenta a composição da base de regras dos controladores *fuzzy*, que são responsáveis pelo cálculo do HI. As regras foram definidas considerando as premissas descritas no Capítulo 3, para os fatores e para o bloco final do HI. A seguir, são expostas as bases de regras resultantes em cada controlador.

D.1 Base de regras dos controladores *fuzzy* para os fatores do HI

Tabela D.1 – Base de regras bloco *fuzzy* referente ao fator FAGD.

$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	FAGD
N	N	N	BO
N	N	EL	BO
N	N	ME	BO
N	EL	N	BO
N	EL	EL	BO
N	EL	ME	RU
N	ME	N	RE
N	ME	EL	RU
N	ME	ME	RU
EL	N	N	BO
EL	N	EL	RE
EL	N	ME	RU
EL	EL	N	RE
EL	EL	EL	RU
EL	EL	ME	RU
EL	ME	N	RU
EL	ME	EL	RU
EL	ME	ME	PE
ME	N	N	RE
ME	N	EL	RU
ME	N	ME	RU
ME	EL	N	RU
ME	EL	EL	RU
ME	EL	ME	PE
ME	ME	N	RU
ME	ME	EL	PE
ME	ME	ME	PE

Tabela D.2 – Base de regras bloco *fuzzy* referente ao fator FAFQ.

Acidez	Tensão Interfacial	Umidade	FAFQ
N	N	N	BO
N	N	EL	RE
N	N	ME	RU
N	EL	N	BO
N	EL	EL	RE
N	EL	ME	RU
N	ME	N	BO
N	ME	EL	RE
N	ME	ME	RU
EL	N	N	RE
EL	N	EL	RU
EL	N	ME	RU
EL	EL	N	RE
EL	EL	EL	RU
EL	EL	ME	PE
EL	ME	N	RE
EL	ME	EL	RU
EL	ME	ME	PE
ME	N	N	RU
ME	N	EL	RU
ME	N	ME	PE
ME	EL	N	RU
ME	EL	EL	PE
ME	EL	ME	PE
ME	ME	N	RU
ME	ME	EL	PE
ME	ME	ME	PE

Fonte: Autor.

Tabela D.3 – Base de regras bloco *fuzzy* referente ao fator FBUC.

Fator de Potência	Capacitância	FBUC
N	N	BO
N	EL	RE
N	ME	PE
EL	N	BO
EL	EL	RU
EL	ME	PE
ME	N	RE
ME	EL	RU
ME	ME	PE

Fonte: Autor.

Tabela D.4 – Base de regras bloco *fuzzy* referente ao fator FDEG.

Tempo em Operação	Degradação da Isolação Sólida	FDEG
N	N	BO
N	EL	RE
N	ME	PE
EL	N	BO
EL	EL	RU
EL	ME	PE
ME	N	RE
ME	EL	RU
ME	ME	PE

Fonte: Autor.

D.2 Base de regras controlador *fuzzy* para o cálculo final do HI

Tabela D.5 – Base de regras bloco *fuzzy* final do HI, com FAGD "N".

FAGD	FAFQ	FBUC	FDEG	HI
N	N	N	N	BO
N	N	N	EL	BO
N	N	N	ME	BO
N	N	EL	N	RE
N	N	EL	EL	RE
N	N	EL	ME	RE
N	N	ME	N	RE
N	N	ME	EL	RU
N	N	ME	ME	RU
N	EL	N	N	BO
N	EL	N	EL	BO
N	EL	N	ME	RE
N	EL	EL	N	RE
N	EL	EL	EL	RE
N	EL	EL	ME	RE
N	EL	ME	N	RE
N	EL	ME	EL	RE
N	EL	ME	ME	RU
N	ME	N	N	RE
N	ME	N	EL	RE
N	ME	N	ME	RE
N	ME	EL	N	RE
N	ME	EL	EL	RE
N	ME	EL	ME	RE
N	ME	ME	N	RU
N	ME	ME	EL	RU
N	ME	ME	ME	RU

Fonte: Autor.

Tabela D.6 – Base de regras bloco *fuzzy* final do HI, com FAGD "EL".

FAGD	FAFQ	FBUC	FDEG	HI
EL	N	N	N	RE
EL	N	N	EL	RE
EL	N	N	ME	RE
EL	N	EL	N	RE
EL	N	EL	EL	RU
EL	N	EL	ME	RU
EL	N	ME	N	RU
EL	N	ME	EL	RU
EL	N	ME	ME	RU
EL	EL	N	N	RE
EL	EL	N	EL	RE
EL	EL	N	ME	RE
EL	EL	EL	N	RU
EL	EL	EL	EL	RU
EL	EL	EL	ME	RU
EL	EL	ME	N	RU
EL	EL	ME	EL	RU
EL	EL	ME	ME	RU
EL	ME	N	N	RE
EL	ME	N	EL	RU
EL	ME	N	ME	RU
EL	ME	EL	N	RU
EL	ME	EL	EL	RU
EL	ME	EL	ME	RU
EL	ME	ME	N	RU
EL	ME	ME	EL	PE
EL	ME	ME	ME	PE

Fonte: Autor.

Tabela D.7 – Base de regras bloco *fuzzy* final do HI, com FAGD "ME".

FAGD	FAFQ	FBUC	FDEG	HI
ME	N	N	N	RU
ME	N	N	EL	RU
ME	N	N	ME	RU
ME	N	EL	N	RU
ME	N	EL	EL	RU
ME	N	EL	ME	RU
ME	N	ME	N	PE
ME	N	ME	EL	PE
ME	N	ME	ME	PE
ME	EL	N	N	RU
ME	EL	N	EL	RU
ME	EL	N	ME	RU
ME	EL	EL	N	PE
ME	EL	EL	EL	PE
ME	EL	EL	ME	PE
ME	EL	ME	N	PE
ME	EL	ME	EL	PE
ME	EL	ME	ME	PE
ME	ME	N	N	RU
ME	ME	N	EL	RU
ME	ME	N	ME	RU
ME	ME	EL	N	PE
ME	ME	EL	EL	PE
ME	ME	EL	ME	PE
ME	ME	ME	N	PE
ME	ME	ME	EL	PE
ME	ME	ME	ME	PE

Fonte: Autor.