



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Faculdade de Engenharia - Câmpus de Bauru

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Halley José Braga da Silva

**CONTRIBUIÇÕES NO DESENVOLVIMENTO DE MODELOS DE CICLO
DE VIDA PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DE
DISTRIBUIÇÃO**

Bauru – SP

2019

HALLEY JOSÉ BRAGA DA SILVA

**CONTRIBUIÇÕES NO DESENVOLVIMENTO DE MODELOS DE CICLO
DE VIDA PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DE
DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada ao
programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da Faculdade de
Engenharia de Bauru – UNESP para a
obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Alessandro Serrão Gonçalves

Coorientador: Prof. Dr. Fernando Pinhabel Marafão

Bauru– SP

2019

S586c Silva, Halley José Braga da
Contribuições no desenvolvimento de modelos de ciclo de vida para transformadores de potência de distribuição / Halley José Braga da Silva. -- Bauru, 2019
69 p. : il., tabs., fotos

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru
Orientador: Flávio Alessandro Serrão Gonçalves
Coorientador: Fernando Pinhabel Marafão

1. Transformadores de potência. 2. Modelo de ciclo de vida.
I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia, Bauru. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE Mestrado de HALLEY JOSÉ BRAGA DA SILVA, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 04 dias do mês de novembro do ano de 2019, às 09:00 horas, no(a) Anfiteatro da Biblioteca do ICT de Sorocaba, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. FLÁVIO ALESSANDRO SERRÃO GONÇALVES - Orientador(a) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia / UNESP / Sorocaba, Prof. Dr. ALEXANDRE CÂNDIDO MOREIRA do(a) Núcleo de Inovação, Pesquisa e Ensino em Mecatrônica - NIPEM / Universidade Federal de São João del-Rei, Prof. Dr. EDUARDO VERRI LIBERADO do(a) Departamento de Engenharia de Energia / Campus Experimental de Rosana - UNESP, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE Mestrado de HALLEY JOSÉ BRAGA DA SILVA, intitulada **CONTRIBUIÇÕES NO DESENVOLVIMENTO DE MODELOS DE CICLO DE VIDA PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DE DISTRIBUIÇÃO**. Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: Aprovado. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. FLÁVIO ALESSANDRO SERRÃO GONÇALVES

Prof. Dr. ALEXANDRE CÂNDIDO MOREIRA

Prof. Dr. EDUARDO VERRI LIBERADO

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao meu Deus, soberano, criador dos céus e da terra e tudo que nela há, por me conceder forças, saúde e por me presentear com pessoas especiais durante esse trabalho.

A minha família em especial a minha amada esposa Andressa e as minhas filhas Carolline e Sophia, que tanto me apoiaram, motivaram e se mantiveram firmes, durante as minhas ausências, a minha mãe Terezinha por seu amor incondicional e sua motivação constante.

A meu orientador Professor Flavio Alessandro Serrão Gonçalves, por sua paciência, disponibilidade e sabedoria, tendo me orientado de maneira singular durante a condução desse trabalho e sendo sempre enriquecedor com seus conselhos no ambiente acadêmico.

A meu coorientador Professor Fernando Pinhabel Marafão, sempre muito paciente, acessível e assertivo em suas orientações e contribuições durante este trabalho e nas disciplinas ministradas no programa de pós-graduação de engenharia elétrica.

Aos professores Helmo Kelis Morales Paredes e Eduardo Paciência Godoy, pelos ensinamentos durante as disciplinas do programa.

Aos colegas do GASI (Grupo de Automação e Sistemas Integráveis) pela parceria, troca de conhecimento e vivência.

Aos colegas da CPFL Paulista, pelo apoio e colaboração ímpar, em esclarecimento, ajudas e camaradagem.

A Universidade Estadual Paulista (UNESP) e ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da FEB, por viabilizar este trabalho, a todos docentes e funcionários, sempre prestativos e atenciosos.

RESUMO

A estimacão do tempo de vida útil de um transformador de potência pode viabilizar a melhoria do uso do ativo, bem como do planejamento quanto a sua confiabilidade frente ao seu impacto no sistema elétrico de potência por falhas.

Neste contexto este trabalho realiza uma análise das principais metodologias de avaliao para ciclos de vida útil de transformadores de potência.

As análises utilizam dados de medio de grandezas elétricas, medies de temperatura, além das quantificaes dos elementos químicos e físicos presentes nos isolantes líquidos dos transformadores.

O desenvolvimento concentra-se no estudo e reproduo de 2 metodologias, a primeira embasada na avaliao de um indexador de saúde dos transformadores e uma segunda metodologia que utiliza uma análise combinatória de indexador de saúde com posterior tratamento estatístico, para as reprodues das metodologias foram utilizados dados de operao, manutenes preventivas e corretivas referentes ao parque instalado de 290 transformadores em operao, com potências nominais entre 12,5 MVA e 50 MVA e com tensões em seu enrolamento de alta tensão de 69 kV e 138 kV, de uma distribuidora de energia.

Posteriormente  reproduo dos modelos de forma massiva, foram avaliadas as suas respostas quanto aos dados e realizadas análises críticas do desempenho das máquinas frente as metodologias utilizadas.

Palavras-chave: Transformador de Potência, Modelo de Ciclo de Vida.

ABSTRACT

The estimation of the useful life of a power transformer can enable the improvement of the asset's use, as well as the planning of its reliability in relation to its impact on the power system due to fails.

In this context this work performs an analysis of the main evaluation methodologies for power transformer life cycles.

The analysis uses electrical measurement data, temperature measurements, as well as quantification of chemical and physical elements present in the liquid insulation of the transformers.

The development focuses on the study and reproduction of two methodologies, the first one based on the evaluation of a health index of the transformers a second methodology that uses a combinatorial analysis of health index subsequent reprocessing of the methodologies, operation data, preventive and corrective maintenance were used for 290 installed transformers, with rated power between 12.5 MVA and 50 MVA and with voltages in its high voltage winding of 69 kV and 138 kV from an energy distributor.

After the application of the models in a massive way, their answers results were evaluated and critical analysis of the performance of the machines were carried out against the methodologies used.

Keywords: Power Transformer, Life Cycle Model.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Transformador de potência monofásico.	14
Figura 1.2 - Transformador de potência trifásico.....	14
Figura 1.3 - Aplicação de transformadores no SEP.	15
Figura 1.4 - Características construtivas de um transformador de potência.....	15
Figura 2.1- Diagrama térmico simplificado do transformador.	20
Figura 2.2 - Expectativa de vida útil em função do hot spot.....	32
Figura 2.3 - Vida útil em função da temperatura de hot spot do transformador.....	35
Figura 3.1 - Diagrama de Funcionamento do Indexador de Saúde.	38
Figura 3.2 - Taxa de falha versus idade dos transformadores.....	46
Figura 4.1 - Fluxograma do algoritmo de IS.....	50
Figura 4.2 – Expectativa de vida dos transformadores – metodologia IS.....	52
Figura 4.3 - Vida útil regulatória do transformador – metodologia IS.....	52
Figura 4.4 - Indexador de saúde médio por grupo etário de transformadores.....	54
Figura 4.5 - Expectativa de vida dos transformadores – metodologia AC.....	56
Figura 4.6 - Vida útil regulatória do transformador – metodologia AC.....	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Comparativo de expoentes para cálculo de temperatura no transformador.	23
Tabela 2.2 - Alteração do carregamento em função da variação da temperatura ambiente.	23
Tabela 2.3 - Vida útil do isolamento.....	25
Tabela 2.4 - Limites de temperatura de operação dos transformadores.....	28
Tabela 2.5 - Valores limites de agentes contaminantes para fins de cálculo de expectativa de vida.	33
Tabela 2.6 - Limites máximos de temperatura em função do tipo de carregamento.	36
Tabela 3.1 - Classificação do Transformador Conforme HC.....	40
Tabela 3.2 - Pontos e Pesos da AGD.....	40
Tabela 3.3 - Classificação do Transformador Conforme DGA	41
Tabela 3.4 - Pontos e Pesos do FQO.....	42
Tabela 3.5 - Classificação do Transformador Conforme FQO.	42
Tabela 3.6 - Critério de Classificação do Transformador Conforme ADM.	43
Tabela 3.7 - Classificação do Transformador Conforme FP.	43
Tabela 3.8 - Critério de Pesos e Pontuações do IS.....	44
Tabela 3.9 - Expectativa de vida de acordo com IS	45

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AC	Análise combinada
ADM	Análise de dados da manutenção
AGD	Análise de gases dissolvidos
AIEE	<i>American Institute of Electrical Engineers</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Reseaux Electriques</i>
CNP	Conselho Nacional de Petróleo
E_{AF}	Fator de envelhecimento equivalente para um dado período
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
EV	Expectativa de vida
F_{AA}	Fator de aceleração de envelhecimento
FP	Fator de potência
FQO	Fator de qualidade do óleo
GD	Geração Distribuída
g	Aumento médio da temperatura do óleo com o transformador a plena carga
H	Fator de temperatura no ponto mais quente do enrolamento devido ao aumento das perdas por turbulência no final do enrolamento
HC	Histórico de carregamento
Hg	Diferença térmica entre o topo do óleo e o ponto mais quente do enrolamento
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IS	Indexador de saúde
K	Fator de carregamento do transformador
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
n	Expoente derivado empiricamente em função do método de resfriamento do transformador
NEMA	<i>National Electrical Manufacturer Association</i>
NOS	Operador Nacional do Sistema
ODAF	Óleo Direcionado Forçado e Ar Forçado

OFAF	Óleo Forçado e Ar Forçado
ONAF	Óleo Natural e Ar Forçado
ONAN	Óleo Natural e Ar Natural
OWAF	Óleo e ar forçado e refrigeração do óleo com água
OWAN	Óleo refrigerado com água e ventilação natural
PV%	Perda de vida útil percentual
TP	Transformador de Potência
R	Relação entre perdas em carga com perdas à vazio
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
θ_A	Temperatura ambiente
θ_H	Temperatura final do ponto mais quente do enrolamento
θ_e	Ponto mais quente do transformador
$\Delta\theta_{TO}$	Elevação da temperatura do óleo em função da temperatura ambiente
$\Delta\theta_H$	Elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em função da temperatura de topo de óleo
$\Delta\theta_{TO-R}$	Elevação da temperatura de topo do óleo, acima da temperatura ambiente, com transformador a plena carga

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Considerações Iniciais	11
1.2	Transformadores de Potência	14
1.3	Objetivos	16
1.4	Estrutura da Dissertação	17
2	REVISÃO DE NORMAS	18
2.1	Carregamento dos Transformadores	19
2.2	Guias de Carregamento de Transformadores	20
2.3	Temperatura ambiente	23
2.4	Vida Útil	24
2.5	Temperaturas em um transformador	26
2.6	NBR 5356:2017-7 – Guia para carregamento para transformadores imersos em líquido isolante	29
2.7	IEEE Std C57.91-1995 – Guia para Carregamento de Transformadores de Potência Imersos em Óleo Mineral	34
2.8	Conclusões do Capítulo	37
3	METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DE TRANSFORMADORES	38
3.1	Indexador de Saúde (IS)	38
3.1.1	Histórico de Carregamento (HC)	39
3.1.2	Análise de Gases Dissolvidos (AGD)	40
3.1.3	Análise de Fator de Qualidade do Óleo Isolante (FQO)	41
3.1.4	Análise de Dados de Manutenção (ADM)	42
3.1.5	Fator de Potência (FP)	43
3.1.6	Classificação, Pontuação e Expectativa de Vida do Indexador de Saúde	44
3.2	Análise Combinada (Indexador de Saúde + Análise Estatística) (AC)	45
3.2.1	Modelo de Taxa de Falha	46
3.2.2	Indexador de Saúde com Variação Etária	47
3.2.3	Cálculo da Expectativa da Vida em Função do Indexador de Saúde (EV)	47
3.3	Conclusões do Capítulo	48

4	REPRODUÇÃO, ANÁLISE DAS METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DE CICLO DE VIDA DE TRANSFORMADORES.....	49
4.1	Banco de Dados dos Transformadores	49
4.2	Aplicação da Metodologia de Indexador de Saúde.....	49
4.3	Aplicação da Metodologia de Análise Combinada.....	54
4.4	Conclusões do Capítulo	58
5	CONCLUSÕES GERAIS	59
6	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	61
7	PUBLICAÇÕES	62
	BIBLIOGRAFIA	63

1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Por essência um transformador é considerado uma máquina elétrica, composto por dois ou mais enrolamentos, acoplados entre si, através de um circuito magnético comum. Sua função principal é a alteração das magnitudes de corrente ou tensão, a níveis menores, denominados transformadores abaixadores ou a níveis maiores, estes denominados de transformadores elevadores, ou ainda, produzir apenas isolação galvânica, sendo estes denominados por transformadores de isolação, entre outros tipos [1].

Os Transformadores de Potência (TP) possuem papel fundamental no Sistema Elétrico de Potência (SEP), trabalhando como elementos de acoplamento entre os diversos níveis de tensão existentes, provenientes dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Quando empregados nas instalações do SEP, comumente recebem a nomenclatura de transformadores de potência ou transformadores de força, os quais, são considerados os dispositivos mais críticos e caros de um sistema de potência, podendo comprometer até 60% do valor do investimento necessário para a construção de uma subestação.

Assim, este importante componente do sistema elétrico de potência deve ser um dispositivo de alta taxa de confiabilidade com baixa taxa de falha, para que os desembolsos realizados com o investimento deste vital componente do sistema elétrico não se percam com energia não suprida ou penalizações das agências regulatórias durante uma falha deste componente [2].

Possíveis ocorrências de falhas no TP podem causar interrupções de longas durações na sua operação, resultando em sérias consequências na manutenção da confiabilidade e no aumento de receita do sistema. A garantia da confiabilidade dos transformadores de potência envolve um processo com duas etapas.

A primeira etapa envolve a detecção de uma falha iminente de modo a evitar, por qualquer motivo, a ocorrência de uma interrupção.

A segunda etapa envolve uma estratégia de substituição adequada das unidades que apresentam falhas demandando o menor tempo possível. Desta forma, a estimativa precisa da vida útil dos transformadores de potência pode, em grande medida, satisfazer

os requisitos conflitantes de utilização ideal do equipamento e salvaguardar a confiabilidade do sistema [3].

A preocupação com a vida útil do TP não se remete somente aos dias atuais. Estudos da metade do século XX (1942) [4], oriundos do *American Institute of Electrical Engineers* (AIEE), descreviam os efeitos da degradação do isolamento dos condutores do enrolamento do transformador, em função do tempo e da temperatura a que os equipamentos eram submetidos. Porém, somente em 1956 a AIEE criou um grupo de trabalho para abordar a influência do carregamento dos transformadores em seu ciclo de vida.

Posteriormente, na década de 1970 constatou-se a necessidade de melhoria quanto as teorias empregadas para estimar a expectativa de vida útil de um transformador.

Pois a metodologia existente, quando aplicada em um ambiente prático, indicavam um grande conservadorismo, devido ao baixo número, de falhas em TP relacionados com a degradação térmica, havia um desejo de que as avaliações fossem mais realistas, da vida funcional do transformador [4]

Em 1974 um comitê formado por representantes da *Electric Power Research Institute* (EPRI), *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e *National Electrical Manufacturer Association* (NEMA) foi designado para examinar e direcionar pesquisas com objetivos de melhorias nas metodologias de avaliação da vida útil dessas máquinas [5].

A EPRI por meio de estudos demonstrou que 66,7% das companhias de energia elétrica entrevistadas consideram o envelhecimento dos transformadores de potência uma preocupação significativa, devido ao decaimento do fator de confiabilidade do equipamento decair com o aumento da vida cronológica do mesmo [5].

No Brasil o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE estabelece a taxa de depreciação anual para transformadores de potência em 2,86%, perfazendo aproximadamente um montante de 35 anos para sua depreciação total [6].

Assim, para o investidor é interessante que a máquina não complete seu ciclo de vida, logo as manutenções dos transformadores devem ser extremamente eficazes, além de ser imprescindível o registro dos dados operacionais dos transformadores de maneira a proporcionar um acompanhamento operacional constante e conservar o ativo elétrico durante todo seu ciclo de vida.

Em outro aspecto, os transformadores atualmente estão operando em um contexto de desempenho funcional diferente do que foram projetados no início da sua utilização. A inserção de Geração Distribuída (GD), principalmente baseada em painéis fotovoltaicos e a grande disseminação de cargas não lineares passaram a ser elementos comuns nos sistemas elétricos. Por exemplo, os conversores utilizados para conectar as fontes de energia renováveis às redes elétricas podem gerar distúrbios não intencionais devido à sua frequência de chaveamento e/ou topologia utilizada (monofásica, bifásica ou trifásica), característica que pode gerar distorções e/ou desequilíbrios nas formas de onda das correntes e/ou tensões. Ao mesmo tempo, existem condicionadores de energia (bancos capacitivos e filtros passivos) que foram concebidos para operação senoidal e que quando operando sob tensão distorcida, podem estar sujeitos a ressonâncias [7].

Dos vários efeitos observados, constata-se que a existência de novas fontes de energia, em geral acopladas à rede através de conversores eletrônicos chaveados, em conjunto com cargas com características não senoidais, tem resultado em distorções harmônicas de tensão e/ou corrente, trazendo como efeito colateral o aumento das perdas no enrolamento do transformador, da temperatura do enrolamento e conseqüentemente impactando na redução da vida útil do transformador [8] e [9].

Os efeitos prejudiciais causados nas máquinas elétricas devido à existência de componentes harmônicos presentes no sistema elétrico de potência são de conhecimento estabelecido da comunidade científica e técnica há algumas décadas [10], [11] e [12].

Por outro lado, existem basicamente duas linhas de pesquisa que estabelecem critérios de priorização de substituição dos transformadores, sendo uma com abordagem em análises estatísticas e outra em avaliações nos aspectos de saúde ou da taxa de saúde dos transformadores [13].

O Indexador de Saúde (IS), apresenta-se como uma metodologia prática, que combina dados operacionais, inspeções e manutenções realizadas em campo, além de resultados de ensaios de rotina, realizando testes em um índice objetivo e quantitativo e fornecendo uma avaliação geral quanto ao estado do ativo.

O uso do IS, para avaliação de ativos, torna-se uma poderosa ferramenta para o gerenciamento dos transformadores, além de identificar e direcionar, planos de investimento e programas de manutenção [14].

1.2 Transformadores de Potência

Os Transformadores de Potência são equipamentos onde a sua principal função é a transformação de diferentes níveis de tensão, entre seus enrolamentos primário e secundário. Em função da necessidade e das características de aplicação usualmente podem ser monofásicos ou trifásicos, conforme ilustram as figuras 1.1 e 1.2.

Figura 1.1 - Transformador de potência monofásico.



Fonte: TAESA, 2018 [15].

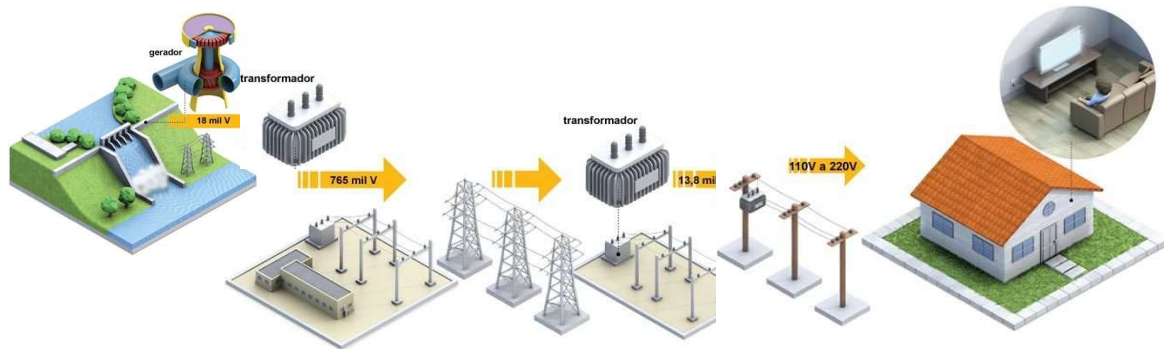
Figura 1.2 - Transformador de potência trifásico.



Fonte: TAESA, 2018 [15].

No SEP existem diferentes tipos de transformadores, os quais possuem características quanto à potência, classe de tensão e camada de aplicação, conforme ilustrado na figura 1.3.

Figura 1.3 - Aplicação de transformadores no SEP.



Fonte: Nova Escola, 2019 [16].

Conforme ilustra a figura 1.4, os TP externamente são formados por buchas, trocadores de calor, tanque principal, tanque de expansão e painéis. Em virtude de serem máquinas destinadas para aplicações de alta potência, exigem um determinado número de acessórios que interagem entre si para proporcionar o funcionamento adequado, explicados a seguir.

Figura 1.4 - Características construtivas de um transformador de potência.



Fonte: R. Bechara, 2010, [17].

- 1 – Núcleo: é o meio de condução magnética do transformador, é constituído por lâminas a fim de reduzir as perdas ocasionadas pelos efeitos de Foucault;
- 2 – Enrolamentos: trata-se de bobinas cilíndricas, formadas por condutores de cobre dispostos em forma retangular, apresentam um arranjo que pode ser helicoidal, discos ou camadas;
- 3 – Tanque principal: é o recipiente onde fica alojada toda a parte ativa do transformador (Núcleo e enrolamentos), além de ser responsável pelo armazenamento de maior volume de óleo isolante;
- 4 – Tanque de expansão: é o tanque responsável por realizar toda a compensação do óleo isolante existente no tanque principal, devido a variação térmica, pode receber, ou fornecer óleo em função da temperatura;
- 5 – Buchas: são dispositivos com isolante de porcelana, que conectam as bobinas dos transformadores as redes de alta tensão;
- 6 – Comutador sob carga: é um dispositivo eletromecânico que realiza o chaveamento entre os diversos terminais dos enrolamentos, propiciando a alteração dos níveis de tensão do transformador, sem a necessidade de desligá-lo;
- 7 – Acionamento do comutador sob carga: conjunto de mecanismos que possibilitam a comutação do dispositivo comutador sob carga;
- 8 – Radiadores: são os dispositivos responsáveis pela troca de calor do óleo isolante do transformador, instalados na parte externa do tanque proporcionam que o fluido isolante entre em contato com o ar ambiente.

1.3 Objetivos

Os objetivos desta dissertação consistem em efetuar levantamento bibliográfico, estudo comparativo e análise crítica de um conjunto de metodologias de avaliação de ciclo de vida dos transformadores de potência, sem uso de técnicas de inteligência artificial, com o objetivo de propor aprimoramentos nas metodologias existentes.

Os estudos comparativos das metodologias foram efetuados, utilizando recursos computacionais e empregando um banco de dados englobando 290 transformadores de potência em operação.

1.4 Estrutura da Dissertação

O capítulo 1 apresenta os fatores motivadores para o estudo de modelos de ciclo de vida de transformadores, assim como os objetivos esperados pela realização desta dissertação.

O capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica das principais normas associadas ao tema de carregamento de transformadores de potência.

Uma coletânea de metodologias utilizadas para determinação do ciclo de vida dos transformadores de potência, sem o uso de técnicas de inteligência artificial é apresentada no capítulo 3.

O capítulo 4 aborda os estudos de caso e análises críticas das metodologias determinação do ciclo de vida dos transformadores de potência apresentadas no capítulo 3.

No capítulo 5 são apresentadas conclusões gerais sobre o trabalho e sobre as metodologias e suas variações exploradas.

2 Revisão de Normas

Diversas são as normatizações, guias de aplicação e regulações que devem ser seguidas e ou atendidas pelos fabricantes de transformadores de potência com isolamento a fluido isolante, para que estes equipamentos atendam a características técnicas satisfatórias de maneira padronizada, operando de forma segura e confiável.

As principais normas de abrangência internacional são publicadas pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineering* (IEEE), *International Electrotechnical Commission* (IEC) e *Conseil International des Grands Reseaux Electriques* (CIGRÉ), no âmbito nacional o tema é normatizado pela *Associação Brasileira de Normas Técnicas* (ABNT), além de haver uma padronização de requisitos mínimos estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para os agentes de transmissão, que possuem concessão na malha de rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

De maneira geral as normas e guias de carregamento tendem a estabelecer parâmetros de operação de transformadores de potência mais conservadores, focando sempre na preservação do equipamento ao longo do tempo. Até o início da década de 1990, as normas IEC 76 e IEEE/ANSI 57 tornaram-se referência, para praticamente todos os requisitos técnicos e operacionais dos transformadores de potência. As normatizações limitavam-se a apresentar apenas tabelas com limites de carregamentos.

Porém, ao final da década de 1990, os sistemas digitais passaram a ter massiva aplicação em todos os âmbitos, trazendo para os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) serviços de telemetria e tele controle. Proporcionando além da existência de dados, a evolução de metodologias voltadas para um melhor aproveitamento e tratamento dos dados disponibilizados. Tal cenário fomentou atualizações dos guias de carregamento e das normas visando melhor aproveitamento dos equipamentos.

Conforme [18], o isolamento sólido de um transformador é o seu ponto fraco, o qual tem relacionamento direto com o carregamento do transformador e suas influências quanto o aumento da temperatura do enrolamento, pois as operações de transformadores em regimes de sobrecarga tendem a causar sobre temperaturas e consequentes reduções à vida útil do transformador.

As normas e guias estabelecem parâmetros operacionais que influenciam na vida útil do isolante sólido e consequente vida útil do transformador, trazendo limites desde

agentes contaminantes do óleo, padrões de resistência mecânica do papel até limites de carregamento do transformador.

2.1 Carregamento dos Transformadores

De acordo com a norma ABNT NBR-5356:07-1, “Transformadores de Potência – Generalidades” [19], transformador de potência imerso em fluido isolante é todo equipamento estático composto por dois ou mais enrolamentos, que através da indução eletromagnética, têm a capacidade de modificação das amplitudes da tensão e corrente alternadas, sem alteração na frequência, objetivando a transmissão de energia elétrica.

A parte ativa do TP fica imersa em fluido isolante, que deve ser o óleo mineral isolante, das quais as características e conseqüentes aplicações são estabelecidas pelo Conselho Nacional de Petróleo – CNP. Como isolação sólida destas máquinas é utilizado um composto a base de celulose dos quais podem ser: papel kraft, papel de fibra de madeira, papel manilha e papel com fibra de algodão.

O aproveitamento da potência de um transformador em sua máxima plenitude se dá, pela aplicação de cargas ao equipamento de modo que não seja comprometido a sua vida útil, os valores máximos de carga, são dependentes de inúmeras variáveis, que vão desde características de projeto, operação, curva diária de carregamento, além das manutenções periódicas e sobre potências sofridas pelo transformador [20].

Existe uma relação de influência direta entre a temperatura do enrolamento e a perda da vida útil do transformador, ou ainda, a vida útil de um transformador está diretamente relacionada com o envelhecimento do papel isolante, o qual sofre influência direta das temperaturas a que está submetido.

Um dos fatores que favorecem o aumento da temperatura do enrolamento está relacionado com a corrente de carga. Assim, logo torna-se um fator de grande importância o correto controle da carga de um transformador atrelado as suas respectivas temperaturas limitantes do fluido isolante e enrolamento. Porém, existem alguns carregamentos no transformador que podem ocasionar danos a vida útil, tendo como possíveis conseqüências a produção de gases livres oriundos do aquecimento do isolante sólido dos condutores e pelas corrente de Foucault, a produção de gases livres provenientes dos isolamentos anexos as estruturas metálicas, partes integrantes do circuito magnético além da operação em altas temperaturas.

Outro fator de vital importância para a determinação do máximo carregamento admissível de um transformador é a temperatura ambiente, uma vez que essa será somada a própria temperatura interna do transformador para se obter a temperatura de operação da máquina.

As normatizações [20], [21] e [22] demonstram que no cálculo de carregamento máximo admissível do transformador, deve ser utilizado a temperatura ambiente no período em que se deseja calcular a capacidade de carregamento do transformador.

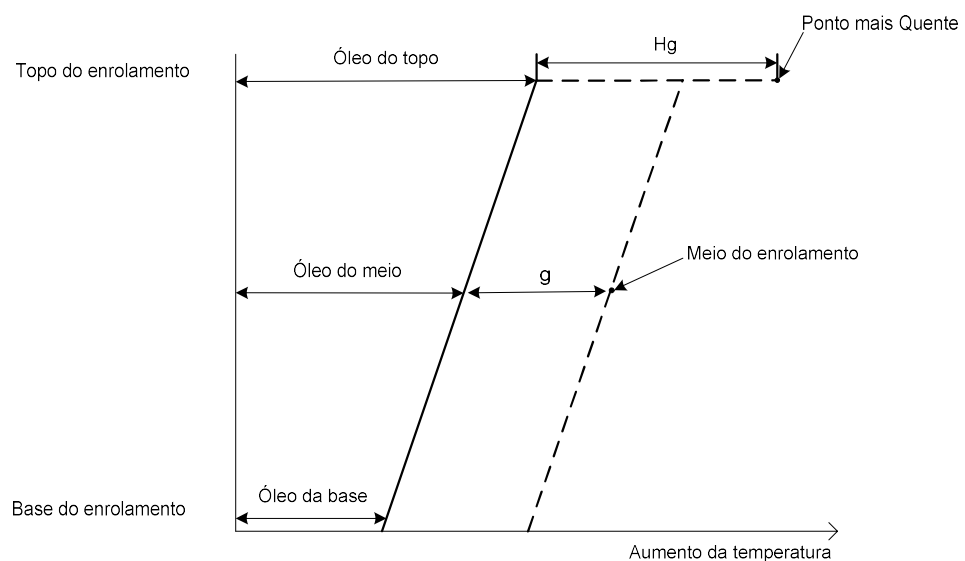
2.2 Guias de Carregamento de Transformadores

Os modelos convencionalmente empregados para o cálculo da temperatura de topo de óleo e do ponto mais quente do enrolamento (hot spot) são descritos na IEC 354 – Guia de Carregamento para Transformadores Imersos em Óleo [21].

A distribuição de temperatura em um transformador é demonstrada na Figura 2.1 através de um diagrama simplificado, e assume a seguinte premissa:

- A temperatura interna do óleo de um transformador e ao longo do enrolamento aumenta linearmente do fundo para o topo;
- A temperatura do enrolamento tem incremento linear do fundo para o topo com uma constante de diferença de temperatura g do óleo.

Figura 2-1- Diagrama térmico simplificado do transformador.



Fonte: IEC 60354, 1991 [21].

As relações entre as temperaturas em estado permanente são similares na IEEE [22] e IEC [23]. Assim, o aumento da temperatura no ponto mais quente no topo do enrolamento é sempre maior que o aumento médio da temperatura do enrolamento. A variação (delta) de temperatura de topo de óleo e a temperatura mais quente do enrolamento estão indicados na Figura 2.1 como Hg e Ponto mais quente, respectivamente.

De acordo com [21] e [22], o valor de Hg pode variar de 1,1 a 1,5, a depender do tamanho do transformador, da impedância equivalente do equipamento e do projeto do enrolamento.

A temperatura final do ponto mais quente do enrolamento de um transformador para uma determinada carga é igual a soma da temperatura ambiente, da elevação da temperatura do óleo em função da temperatura ambiente, do aumento da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em função da temperatura de topo de óleo, conforme (2.1) considerando a unidade em graus Celsius.

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (2.1)$$

Onde:

θ_A é a temperatura ambiente;

$\Delta\theta_{TO}$ é a elevação da temperatura do óleo em função da temperatura ambiente;

$\Delta\theta_H$ é a elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em função da temperatura de topo de óleo;

θ_H é a temperatura final do ponto mais quente do enrolamento.

A elevação da temperatura de topo do óleo em função da temperatura ambiente pode ser calculada por (2.2).

$$\Delta\theta_{TO} = \Delta\theta_{TO-R} \left(\frac{1 + R \cdot K^2}{1 + R} \right)^n \quad (2.2)$$

Onde:

$\Delta\theta_{TO-R}$ é a elevação da temperatura de topo do óleo, acima da temperatura ambiente, com transformador a plena carga;

R é a relação entre perdas em carga com perdas à vazio;

K é o fator de carregamento (carregamento/potência nominal);

n é um expoente derivado empiricamente em função do método de resfriamento do transformador.

A elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em função da temperatura de topo de óleo pode ser determinada por (2.3).

$$\Delta\theta_H = H \cdot g \cdot K^{2m} \quad (2.3)$$

Onde:

H é o fator de temperatura no ponto mais quente do enrolamento devido ao aumento das perdas por turbulência no final do enrolamento;

g é o aumento médio da temperatura do óleo com o transformador a plena carga;

m é um expoente derivado empiricamente em função do método de resfriamento do transformador.

Os expoentes n e m refletem a dependência do método de resfriamento do transformador em (2.2) e (2.3). Basicamente, existem quatro metodologias de resfriamento de transformador, denominadas:

- ONAN – Óleo Natural e Ar Natural - trata-se de convecção natural para resfriamento de ambos;
- ONAF – Óleo Natural e Ar Forçado - trata-se de convecção natural para o óleo e ventilação forçada aos radiadores;
- OFAF – Óleo Forçado e Ar Forçado - trata-se de fluxo de óleo forçado e ventilação forçada aos radiadores;
- ODAF – Óleo Direcionado Forçado e Ar Forçado - trata-se de direcionamento de fluxo do óleo e ventilação forçada aos radiadores.

Em [10] é apresentada uma análise comparativa entre as normas IEC [21] e IEEE [22] com relação aos valores a serem adotados para os expoentes n e m , em função dos métodos de resfriamento. A tabela 2.1 mostra o comparativo dos valores para os coeficientes n e m [13].

Tabela 2.1 - Comparativo de expoentes para cálculo de temperatura no transformador.

Tipo de Resfriamento	IEC		IEEE	
	<i>n</i>	<i>m</i>	<i>n</i>	<i>m</i>
ONAN	0,9	0,8	0,8	0,8
ONAF	0,9	0,8	0,9	0,8
OFAF	1,0	0,8	0,9	0,8
ODAF	1,0	1,0	1,0	1,0

Fonte: E. Abbasi, O. P. Malik, 2016 [2]

Um ensaio térmico padrão para mensurar a elevação média da temperatura e determinação do fator H é descrito em [23]. O grupo de trabalho CIGRÉ 12-09 [24] analisou dados coletados durante uma série de ensaios para quantificar valores do fator H. Os resultados demonstraram a existência de uma faixa de valores entre 1 a 1,5 para fator H, com valor típico de 1,1 para transformadores de distribuição e valor de 1,3 para transformadores de médio e grande porte.

2.3 Temperatura ambiente

Em [22], é abordado o efeito da temperatura ambiente no ciclo de carregamento, além de fornecer uma tabela na qual é relacionada ao decréscimo ou incremento percentual no carregamento de um transformador, diretamente relacionado com o efeito da temperatura ambiente, conforme Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Alteração do carregamento em função da variação da temperatura ambiente.

Resfriamento	Potência Nominal do Transformador (%)	
	Decréscimo de carga para 1°C de incremento na temperatura ambiente	Incremento de carga para 1°C de decréscimo na temperatura ambiente
ONAN - Ventilação natural	1,5	1
OWAN - Óleo refrigerado com água e ventilação natural	1,5	1
ONAF - Óleo natural e ventilação forçada	1	0,75
OWAF - Óleo e ar forçado e refrigeração do óleo com água	1	0,75

Fonte: IEEE, Standard C57.91, 1995 [22].

Desta forma, há constatação de que os cálculos de carregamento devem considerar a variação da temperatura ambiente.

2.4 Vida Útil

Outro ponto de destaque deve ser dado ao meio de isolamento sólido dos condutores do enrolamento. Usualmente um composto à base de celulose é empregado para esta finalidade. Assim, o envelhecimento deve ser acompanhado de maneira sistemática, pois sua deterioração ao longo do tempo traz a redução da rigidez dielétrica e conseqüente comprometimento dos níveis de isolação do transformador.

Os primeiros registros de estudos sobre a vida útil do isolamento dos transformadores são de 1920 [25]. Experimentos com materiais utilizados no isolamento de transformadores relataram que a vida útil reduzia pela metade para cada 5°C de acréscimo na temperatura. Além disso, tais estudos estabeleceram que o fim da vida útil do isolamento do transformador deveria ser definido como sendo o momento a partir do qual a resistência mecânica do material atinge metade do seu valor original, sendo a definição padrão adotada pela comunidade.

Todavia, [22] traz uma abordagem divergente indicando que o fim da vida útil não deve ser determinado por 50% da redução da resistência mecânica do material isolante. A divergência se fundamenta no relato de ensaios em que transformadores apresentam resistência mecânica de isolamento inferior a 20% do seu valor de origem, mas ainda operavam de maneira satisfatória. Entretanto, a indústria ainda preferiu adotar os ensaios e estudos de [25], como critérios de vida útil.

Em 1948 [26], publicou-se uma importante contribuição, quanto a definição da taxa de envelhecimento do isolamento, atestando que o envelhecimento da celulose é o resultado de uma reação química, logo a taxa de mudança nas propriedades do papel poderia ser expressa por 2.4, baseada numa função de temperatura pelo intervalo de tempo na qual ocorre o envelhecimento.

$$K_o = A' \cdot e^{\left(\frac{B}{\theta + 273}\right)} \quad (2.4)$$

Onde:

A' e B são constantes obtidas de maneira empírica;

θ é a temperatura em graus Celsius.

As variáveis relacionadas com o envelhecimento da isolação do transformador, foram comparadas pelo grupo de trabalho da *American Institute of Electrical Engineering* – AIEE em 1956 por [26], inclusive com os dados de [25], e mostraram-se bem aderentes a 2.1. Esta relação implicou em dois aspectos: i) a taxa de envelhecimento e ii) o critério de fim de vida útil, podendo representar a vida útil do transformador em p.u., com 1 p.u. equivalente a 180.000 horas, condicionado a uma temperatura de enrolamento de 110 °C, demonstrado em 2.5.

$$Vida_{pu} = A \cdot e^{\left(\frac{B}{\theta+273}\right)} \quad (2.5)$$

Onde:

A é uma constante modificada, adotada como base para 1 p.u. de vida útil do transformador, condicionado a uma temperatura de 110 °C;

B é uma constante obtida de maneira empírica;

θ é a temperatura em graus Celsius.

O grau de polimerização da celulose é outro importante fator que dever ser utilizado para avaliação da vida útil do transformador. A variável refere-se ao valor médio do número de anéis de glicose na molécula, esse parâmetro tende a um valor entre 1000 e 1400 anéis para um material considerado novo. Nos transformadores de potência o grau de polimerização que representa o fim da vida útil do isolamento é igual a 200 [22]. Esse valor de polimerização equivale a 20% da resistência mecânica restante, o que equivale a um uso do transformador em torno de 150 mil horas, conforme [27]. A tabela 2.3 demonstra alguns valores utilizados como critério de expectativa de vida útil do transformador.

Tabela 2.3 - Vida útil do isolamento

Critério [% da resistência mecânica]	Vida Útil [Hora]	Vida Útil [Anos]
50%	65000	7,42
25%	135000	15,41
20%	150000	17,12

Fonte: R. Batruni, R. C. Degeneff e M. A. Lebow, 1996 [28].

A NBR-5356-7 [29], aponta o fim da vida útil do isolamento considerando valores de grau de polimerização menores de 200. O enquadramento nesta faixa é indicativo

de que o transformador está sujeito a falhas, em virtude de possíveis esforços mecânicos resultantes de faltas externas que o transformador é fonte.

Em [28] é demonstrado um estudo sobre o monitoramento de envelhecimento do papel, através da alteração das suas propriedades elétricas, como condutância e capacitância, essa metodologia de monitoramento se mostrou vantajosa, por ser não invasiva e não havendo a necessidade de desmontagem de qualquer parte ou acessório do transformador.

Na operação do transformador existem três agentes de envelhecimento do isolante sólido, nomeadamente: o aquecimento, a hidrólise e a oxidação. O processo de aquecimento está diretamente relacionado com a carga imposta ao equipamento. Enquanto a hidrólise e a oxidação estão relacionadas e podem ser controladas pelo sistema de manutenção da preservação existentes nos transformadores [30] e [31].

2.5 Temperaturas em um transformador

O processo de envelhecimento da isolação do transformador envolve um processo contínuo ocorrendo em todas as temperaturas. As perdas intrínsecas do transformador, tais como, as perdas nos enrolamentos e as perdas no circuito magnético, podem ocasionar a elevação da temperatura nos componentes. A elevação da temperatura pode acarretar a modificação e até a perda das características originais dos materiais que constituem esses componentes.

Conforme a NBR 5356-7 [29] os transformadores e autotransformadores são classificados de acordo com suas características térmicas de operação, sendo:

- a) Categoria 55°C, são transformadores em que a elevação da temperatura média dos enrolamentos, considerando a temperatura ambiente, não excede 55 °C e a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, não excede 65 °C;
- b) Categoria 65°C, são transformadores em que a elevação da temperatura média dos enrolamentos, considerando a temperatura ambiente, não excede 65 °C e a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, não excede 80 °C;

Para determinação dos efeitos que a sobre temperatura ocasiona no isolamento, duas principais características devem ser consideradas: a resistência mecânica e a

rigidez dielétrica. A rigidez dielétrica quando utilizada separadamente, representa um parâmetro de baixa confiabilidade. Basicamente devido a sua variabilidade, pois apresenta alteração significativa ao final da vida útil. Entretanto, associar o comportamento da rigidez dielétrica com os níveis mínimos de resistência mecânica do isolamento, tendem a configurar um bom indicador para os efeitos. Em condições extremas o material pode ficar frágil e carbonizado, aumentando a probabilidade de falha do transformador.

O estabelecimento de um valor de temperatura máxima, em que possa ser garantida uma operação segura, seria teoricamente simples se o isolamento desse equipamento possuísse um valor de máximo que representasse o limiar entre a ocorrência ou não de deterioração. Porém, como o processo de deterioração ocorre de forma contínua (ao longo do tempo e conforme a temperatura), a quantificação da deterioração deve ser quantificada em função do tempo.

Assim, é possível concluir que a operação acima do limite normal do qual o transformador foi projetado, somente deve ser permitida por um curto espaço de tempo e com carregamento limitado, de maneira a não acelerar em demasia a perda de vida útil do transformador, conforme as normatizações [21], [22] e [29].

Considerando a hipótese de que a sobre potência em um transformador pode ser admitida de forma controlada, em [29] são estabelecidos três critérios de sobrecarga de um transformador:

- i. Carregamento em condição de operação normal: trata-se do carregamento ao qual um transformador é submetido, sem que as temperaturas do topo de óleo e do ponto mais quente do enrolamento sejam excedidas.
- ii. Carregamento em condição emergencial de longa duração: trata-se do carregamento que permite que os limites de temperatura do carregamento em condição normal de operação sejam ultrapassados até um determinado limiar, conforme tabela 2.4.
- iii. Carregamento em condição emergencial de curta duração: trata-se do carregamento que envolve condições de risco sistêmico e cuja duração deve ser sempre menor que a constante térmica do transformador e nunca maior que 30 minutos.

Tabela 2.4 - Limites de temperatura de operação dos transformadores.

Carregamento	Temperatura °C			
	Categoria 55° C		Categoria 65° C	
	Óleo	Hot Spot	Óleo	Hot Spot
Normal	95	105	105	120
Emergencial de longa duração	105	120	110	130
Emergencial de curta duração	105	130	110	140

Fonte: ABNT NBR 5356-7, 2007 [13].

Internamente a temperatura do transformador não é uniforme. Para efeito dos cálculos de degradação da isolação, e, conseqüente reflexo nas estimações de redução da vida útil do equipamento, os efeitos produzidos pelo ponto mais quente do enrolamento são adotados. Apesar da grande evolução dos modelos físicos e matemáticos, ainda existem discussões relacionadas com o fato de que o ponto identificado como de maior temperatura não seja o mais ideal, e que as análises devem levar em consideração também as características de projeto e construção de cada transformador [27] e [32].

Conforme [29], as características que mais têm influência no cálculo de estimativa de vida útil dos transformadores são:

- i. Aumento da temperatura de *hot-spot* do enrolamento, sobre de topo de óleo que é obtida a partir da temperatura média do enrolamento com acréscimo de 10 °C para transformadores categoria 55 °C e 15 °C, para categoria 65 °C;
- ii. Aumento da temperatura no topo do óleo em relação a temperatura ambiente;
- iii. Constante térmica de tempo do transformador;
- iv. Constante térmica de tempo do hot spot;
- v. Relação entre as perdas em carga e vazio;
- vi. Expoente utilizado no cálculo de aumento da temperatura de topo do óleo, em função do método de resfriamento do transformador em regime de funcionamento;
- vii. Expoente utilizado no cálculo de aumento da temperatura de *hot-spot*, em função do método de resfriamento do transformador em regime de funcionamento.

É importante salientar que em [27] há recomendação para que a temperatura média de topo de óleo não ser usada como referencial para o carregamento. Devido a inércia térmica no aumento de temperatura do óleo, o transformador pode ser enganosamente submetido a carregamentos que prejudiquem a sua vida útil em alguns intervalos de tempos.

2.6 NBR 5356:2017-7 – Guia para carregamento para transformadores imersos em líquido isolante

O conjunto de normas NBR 5356 em sua primeira versão (2007) e suas revisões (2010, 2015 e 2017) foram baseadas nas normas IEC 60076-1:2000, IEEE C57.147. A NBR 5356 foi criada com o escopo de auxiliar na padronização de transformadores e autotransformadores, monofásicos com potência superior a 1 kVA, transformadores trifásicos superiores a 5 kVA, excluindo-se transformadores especiais e transformadores de medição. A NBR 5356 é dividida em 16 partes, listadas a seguir:

- Parte 1: Generalidades;
- Parte 2: Aquecimento;
- Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar;
- Parte 4: Guias para ensaios de impulso atmosféricos e de manobras para transformadores e reatores;
- Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos;
- Parte 6: Reatores;
- Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante;
- Parte 8: Guia de aplicação;
- Parte 9: Recebimento, armazenagem, instalação e manutenção de transformadores e reatores de potência imersos em líquido isolante;
- Parte 10: Determinação de níveis de ruído;
- Parte 11: Transformadores secos;
- Parte 12: Guia de carga para transformadores secos;
- Parte 13: Transformadores imersos em líquido auto protegidos;
- Parte 14: Projetos e aplicação de transformadores imersos em líquido utilizando materiais de isolamento para alta temperatura;

- Parte 15: Transformadores isolados a gás;
- Parte 16: Transformadores para geradores eólicos.

Considerando a temática desta dissertação o foco do estudo é direcionado para a parte 7 da NBR 5356 [29], que estabelece as influências do carregamento ao ciclo de vida do transformador. Importante salientar que a norma se aplica apenas a transformadores e autotransformadores classes 55 °C e 65 °C. Os transformadores enquadrados na classe 55 °C são máquinas que possuem o papel kraft convencional como elemento isolante entre o enrolamento e o líquido. Enquanto os equipamentos da classe 65 °C empregam um papel isolante termo estabilizado.

Com o objetivo de normatizar o carregamento de transformadores acima da sua capacidade nominal a ABNT publicou em 1981 a NBR 5416/81 [33], estabelecendo critérios de carregamento para transformadores até 100 MVA. Em 1997 uma revisão foi disponibilizada [34], contemplando uma abrangência maior dos limites de potência dos transformadores enquadrados na norma, em que foram incluídos transformadores acima de 100 MVA. A partir da publicação de [34], os carregamentos de um transformador são abordados em ciclos de carga com uma duração de 24 horas. Os carregamentos também são considerados em termos de um ciclo de carga por [29]:

- **Ciclo de carregamento:** é o carregamento onde ocorrem variações cíclicas, as variações possuem um período de 24 horas, o qual está relacionado com o quantitativo de acúmulo de envelhecimento ocorrido em um ciclo.
- **Ciclo de carregamento normal:** é o ciclo onde a temperatura de topo de óleo ou enrolamento não excedem suas condições normais, mesmo que ocorra sobre potência na máquina.
- **Ciclo de carregamento de emergência de longa duração:** para este tipo de carregamento é permissível exceder a temperatura do ciclo de carregamento em condições normais, uma vez que são consideradas saídas de outras unidades transformadoras, ou contingências sistemas que ocasionam a situação.
- **Ciclo de carregamento de emergência de longa duração,** para este tipo de carregamento é permissível exceder a temperatura do ciclo de carregamento em condições normais, uma vez que são consideradas saídas de outras unidades transformadoras, ou contingências sistemas que ocasionam a situação.
- **Ciclo de carregamento de emergência de curta duração,** este tipo de carregamento envolve maior risco sistêmico, deve ser uma situação transitória

não sendo recomendado que seu período seja superior a 30 minutos, durante esse período devem ser tomadas ações para que seu o carregamento retorne a condição de carregamento de emergência de longa duração ou ao carregamento normal.

Com o objetivo de conceituação as seguintes terminologias são adotadas por [29]:

- **Temperatura de enrolamento** trata-se da temperatura do enrolamento do transformador.
- **Temperatura de topo de óleo** é a temperatura de maior elevação do óleo isolante do transformador. Trata-se da temperatura do líquido isolante em seu topo, tendo em vista que os elementos de maior elevação calorífica tendem a se situar na parte superior.
- **Hot spot** trata-se do ponto de maior elevação de temperatura do enrolamento do transformador.

O processo de deterioração do isolamento físico do transformador ao longo do tempo está fundamentado no teorema de *Arrhenius*. O teorema estabelece a dissociação eletrolítica, de onde resulta uma equação logarítmica referentes a estimação da vida útil do isolamento em função do inverso da temperatura absoluta, conforme dado por 2.6.

$$\log_{10}[\text{vida}(\text{horas})] = A + \frac{B}{T} \quad (2.6)$$

Onde:

A e B , são constantes da curva de expectativa de vida;

T é a temperatura absoluta em Kelvin, expressa por $(\theta_e + 273^\circ C)$, onde:

θ_e é o hot spot do transformador.

Conforme [35], é possível desenvolver 2.2 e chegar em 2.7, visando determinar a perda de vida do transformador ao longo de um período de tempo Δt , expresso em horas, adotando que a temperatura do hot spot θ_e permanece constante.

$$PV\% = 10^{\left(\frac{B}{273+\theta_e} + A\right)} \cdot 100\Delta t \quad (2.7)$$

Onde:

PV% é a perda de vida útil;

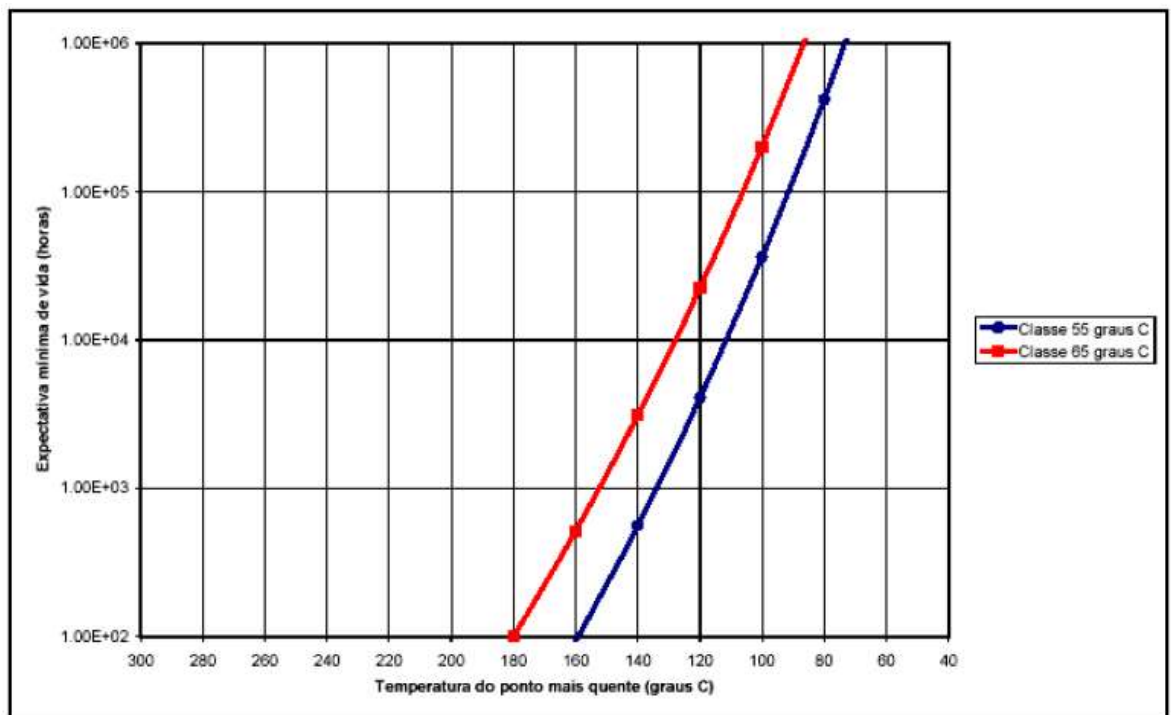
A é uma constante igual a -14,133 para transformadores categoria 55 °C e -13,391, para transformadores categoria 65 °C;

B é uma constante igual a 6972,15.

Apesar da temperatura limite do hot spot ser definida como sendo 105 °C e 120 °C para transformadores categoria 55 °C e 65 °C, respectivamente, aplicações em que as operações exijam cargas contínuas e o hot spot tenha elevação, acima de 95 °C para transformadores categoria 55 °C e 105 °C para transformadores categoria 65 °C, podem ocasionar aceleração no processo de envelhecimento da isolação física do transformador [29].

Através de 2.4 é possível calcular a estimativa de vida do transformador [35]. A figura 2.2 mostra as curvas baseadas em 2.4 demonstrando que a expectativa de vida é reduzida significativamente com o aumento da temperatura de hot spot do transformador.

Figura 2-2 - Expectativa de vida útil em função do hot spot



Fonte: Sergio R. Barbosa, 2005 [35].

O cálculo de expectativa de vida, baseado na lei de *Arrhenius*, toma como premissa as características apresentadas por um líquido isolante novo. Entretanto, ao longo do tempo com o aumento da concentração de água, as características originais do líquido isolante são modificadas, aumentando o desvio originalmente determinado com base na lei de *Arrhenius*, devido a presença de outros agentes contaminantes no óleo.

A tabela 2.5 [29] apresenta os valores limites permitidos para a existência dos agentes contaminantes, os quais se atendidos asseguram a acuracidade do cálculo de expectativa de vida.

Tabela 2.5 - Valores limites de agentes contaminantes para fins de cálculo de expectativa de vida.

Ensaio	Método de ensaio	Valores-limites
Umidade no papel (% em massa)	ASTM D1348	< 1
Índice de neutralização (mg KOH/g)	ABNT NBR 14248	< 0,1
Teor de O ₂ (1 x10 ⁻⁶)	ABNT NBR 7070	< 3000

Fonte: ABNT NBR 5356-7, 2007 [29].

A NBR 5356:2017-7 [29] se baseia em procedimentos de avaliação de carregamento em transformadores. Os procedimentos dependem diretamente do controle disponível de dados de carregamento e das condições operacionais do equipamento.

O primeiro procedimento adota que o carregamento máximo em regime de emergência de longa e curta duração não deve ultrapassar a potência nominal do transformador. Assim, para a utilização desse procedimento torna-se imprescindível que o detentor do transformador possua os controles e registros operacionais da máquina. O procedimento torna-se aplicável a transformadores com dois ou mais enrolamentos com potência nominal trifásica de até 100 MVA.

O segundo procedimento permite a existência de sobre carga nominal do transformador em regimes de emergência de longa e curta duração. Para esse procedimento não há limitação de potência nominal do transformador, porém, de forma análoga ao primeiro procedimento requer dados e registros operacionais.

2.7 IEEE Std C57.91-1995 – Guia para Carregamento de Transformadores de Potência Imersos em Óleo Mineral

A norma aplicasse aos transformadores de potência categoria 65 °C. Em [22] o critério sugerido de resistência mecânica do isolamento é de 25% ao invés de 50%, deixando a escolha entre esses fatores a critério do detentor do transformador.

No tocante ao envelhecimento do meio isolante sólido, o guia estabelece uma relação entre o processo de deterioração do isolamento com o tempo e a temperatura em que máquina está submetida. O cálculo de vida útil pode ser determinado por 2.8.

$$Vida\ pu = A \cdot e^{\left(\frac{B}{\theta_e + 273}\right)} \quad (2.8)$$

Onde:

θ_e é a temperatura do hot spot;

A e B são constantes

Através de 2.8 é possível estabelecer graficamente a relação entre a vida útil do isolamento do transformador com a temperatura hot spot [35], em que para 1 p.u. de vida útil ou ainda para um transformador novo a temperatura no ponto mais quente do enrolamento deve ser de 110 °C, conforme figura 2.3. Assim, a curva de expectativa de vida útil do isolamento do transformador pode ser empregada com dois propósitos, sendo:

- i. Como base de cálculo para um fator de aceleração do envelhecimento em função de carga e temperatura de trabalho;
- ii. Para estabelecer o envelhecimento em função de perfis de carga e temperatura variáveis em um ciclo.

O fator de aceleração de envelhecimento (*acceleration aging factor*) (F_{AA}) pode ser determinado por 2.9. Apresenta valores superiores a 1 p.u. para temperaturas do hot spot com elevação superior a 110 °C, e, inferiores a 1 p.u. para temperaturas menores.

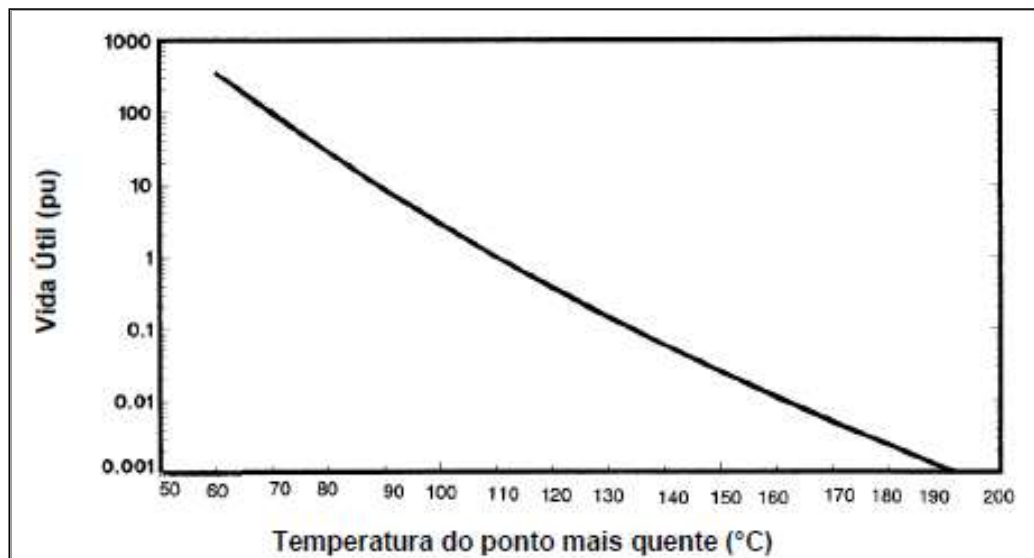
$$F_{AA} = e^{\left(3,92 \cdot \frac{1500}{\theta_{HS} + 273}\right)} \quad (2.9)$$

Onde:

θ_{HS} é a temperatura no ponto mais quente do enrolamento.

O cálculo de um fator equivalente de envelhecimento do transformador pode ser determinado por 2.10 [22].

Figura 2.3 - Vida útil em função da temperatura de hot spot do transformador



Fonte: Sergio R. Barbosa, 2005 [35].

$$E_{AF} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA} \cdot \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (2.10)$$

Onde:

E_{AF} é o fator de envelhecimento equivalente para um dado período;

n é o intervalo de tempo;

N é o número de intervalos de tempo;

F_{AA} é o fator de aceleração do envelhecimento, para a temperatura do enrolamento a cada intervalo de tempo Δt_n

Considerando a relação entre a vida útil e a temperatura de hot spot apresentada na figura 2.3 é possível estabelecer a estimativa da vida útil remanescente do transformador por meio de 2.11.

$$Vida\ util\ remanescente\ (\%) = \left(1 - \frac{E_{AF} \cdot t}{vida\ util\ do\ isolamento} \right) \cdot 100 \quad (2.11)$$

Em [22] assim como em [29], são estabelecidas diferentes tipos de carregamento em um transformador, sendo:

- i. *Carregamento em condição normal*: trata-se do carregamento, onde a temperatura de hot spot não excede o valor de 110 °C em um ciclo de 24 horas;
- ii. *Carregamento em sobre potência planejado*: trata-se do carregamento onde a temperatura de hot spot atinge valores superiores a 110 °C, mas não excedem a faixa de 120 °C a 130 °C;
- iii. *Carregamento emergencial de longa duração*: trata-se do carregamento onde a temperatura de hot spot ou de topo óleo, excedem aos limites de ii.
- iv. *Carregamento emergencial de curta duração*: trata-se do carregamento não habitual e de altos valores de sobre potência em geral superiores a 150 % da potência nominal, em geral resulta de eventos de contingências sistêmicas.

Tabela 2.6 - Limites máximos de temperatura em função do tipo de carregamento.

Ponto de Medição da Temperatura	Carregamento em Condição Normal	Carregamento em Sobre Potência Planejado	Carregamento Emergencial de Longa Duração	Carregamento Emergencial de Curta Duração
Temperatura de hot spot [°C]	120	130	140	180
Temperatura do ponto mais quente de partes metálicas que estejam ou não em contato com o isolamento sólido [°C]	140	150	160	200
Temperatura de topo do óleo [°C]	105	110	110	110

Fonte: IEEE Standard C57.91, 1995 [22].

2.8 Conclusões do Capítulo

As normatizações exploradas neste capítulo apresentam características semelhantes, especialmente com relação aos métodos empregados para efetuar os cálculos de envelhecimento do isolante sólido do transformador e para a estimação da vida útil do transformador, ainda fundamentadas na teoria de *Arrhenius*.

Entretanto constatou-se a existência de estudos [22] envolvendo adaptações destes métodos, sugerindo novos valores para o critério de deterioração da resistência mecânica do isolante sólido. Aspectos que possibilitam ao detentor da máquina valores mais adequados com relação a sua real necessidade.

Destacasse ainda a existência de diferenças entre os limites adotados como guia de limites nas metodologias exploradas, especialmente, em [21] e [29] para as condições de carregamento de longa e curta duração. Porém, a principal diferença se estabelece quanto ao período de vida útil do transformador o qual em [21] e [29] é estimada com sendo 12775 ciclos de carregamento de 24 horas, totalizando 35 anos de operação. Enquanto a abordagem de [22] que resulta em 14600 ciclos de carregamento perfazendo um montante de 40 anos.

Outra diferença que vale ressaltar, ocorre entre as normatizações vigentes adotadas em âmbito nacional entre os agentes de regulamentação e operação do setor elétrico nacional. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em seu Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE estabelece a taxa de depreciação anual para transformadores de potência em 2,86%, perfazendo aproximadamente um montante de 35 anos para sua depreciação total [6]. O Operador Nacional do Sistema por meio do Procedimento de Rede - Submódulo 2.3 estabelece que os transformadores das instalações dos agentes de transmissão devem ter vida útil estimada em 40 anos [36]. Desta forma, constata-se uma falta de convergência de padrão comum entre os agentes em âmbito nacional.

Por fim, atenção especial deve ser demandada para as perdas nos enrolamentos. Apesar das normas [21], [22] e [29] abordarem que tais perdas, ressaltando que são fatores relevantes e ocasionam elevação da temperatura de hot spot do transformador, nenhuma aborda os efeitos das correntes harmônicas. Segundo [10], o efeito das correntes harmônicas eleva significativamente as perdas no enrolamento, com conseqüente elevação das temperaturas do enrolamento, resultando em efeitos que contribuem para redução da vida útil do transformador.

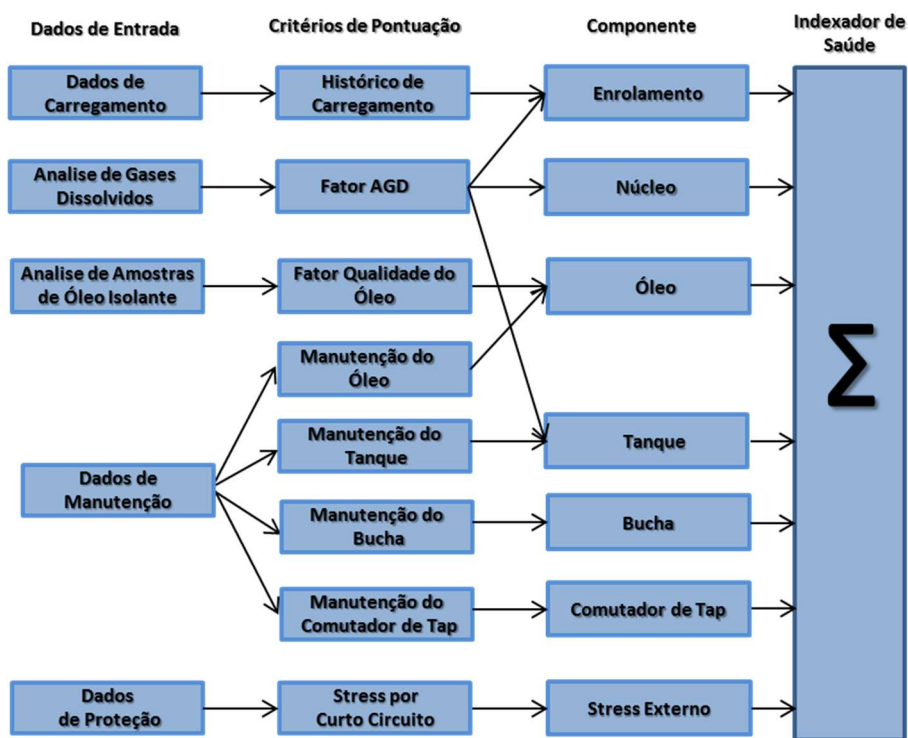
3 METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DE TRANSFORMADORES

3.1 Indexador de Saúde (IS)

A metodologia baseada em indexador de saúde foi proposta e demonstrada por [5] e [14], têm como característica a realização da avaliação comparativa do estado geral do transformador de potência. A avaliação baseia-se em dados de manutenção e operação da máquina. Para realizar a determinação do indexador de saúde é utilizado um sistema de pontos, no qual o transformador recebe pontuações de acordo com o seu desempenho em um determinado item de avaliação.

Cada item de avaliação possui uma faixa de valores, com respectivas classificações, as quais são estabelecidas considerando aspectos normativos de faixas de valores admissíveis recomendados na IEC e IEEE. Desta forma, a metodologia IS objetiva avaliar um conjunto de dados disponíveis dos equipamentos os comparando com faixas de valores pré-estabelecidas, para na sequência pontuar e ponderar, de acordo com a importância do item avaliado para saúde do transformador, conforme ilustra a figura 3.1.

Figura 3.1 - Diagrama de Funcionamento do Indexador de Saúde.



Fonte: Autor.

A análise para a determinação do indexador de saúde envolve o conjunto de dados relacionado com o carregamento, com os gases dissolvidos, com a manutenção e proteção. Uma vez calculado o indexador de saúde com base nos itens de avaliação, este recebe uma pontuação diretamente relacionada com a qualidade do indexador de saúde do transformador. A pontuação por sua vez delimita faixas de valores considerando a expectativa de vida restante da máquina em anos.

3.1.1 Histórico de Carregamento (HC)

A deterioração do isolante sólido do enrolamento é altamente dependente da temperatura de operação do enrolamento, a qual sofre influência direta do carregamento do transformador. Assim, tal fator é avaliado pelo histórico de carregamento (HC) do transformador, podendo ser calculado pela relação entre a máxima potência registrada no mês (SI) e a potência nominal do transformador (SB). O registro é efetuado sempre que a relação SI/SB se enquadra nas seguintes faixas de valores:

- N0: SI/SB < 0,6;
- N1: 0,6 < SI/SB < 1;
- N2: 1 < SI/SB < 1,3;
- N3: 1,3 < SI/SB < 1,5;
- N4: SI/SB > 1,5.

A partir dos registros o histórico de carga pode ser calculado empregando 3.1, sendo i o valor referente a cada faixa de valores da relação e N_i a relação entre SI e SB. Após o cálculo do HC o índice recebe uma classificação tomando as classes mostrada na tabela 3.1

$$HC = \frac{\sum_{i=0}^4 (4 - i)N_i}{\sum_{i=0}^4 N_i} \quad (3.1)$$

Exemplo:

Calculando HC para uma determinada instância, supondo $S_i/S_B = 0,5$, o registro se enquadra na classe N_0 , logo i , recebe o valor 0, o numerador da equação 3.1, resultará em 2, sendo $N_i=0,5$ o valor de HC é igual a 4.

Tabela 3.1 - Classificação do Transformador Conforme HC

Classificação	Histórico de Carregamento (HC)
A	HC ≥ 3,5
B	2,5 ≤ HC ≤ 3,5
C	1,5 ≤ HC ≤ 2,5
D	0,5 ≤ HC ≤ 1,5
E	HC ≤ 0,5

Fonte: K. Chitnavis, N. R. Bhasme, 2017 [5].

3.1.2 Análise de Gases Dissolvidos (AGD)

A análise de gases dissolvidos (AGD) emprega dados provenientes de ensaios periódicos de cromatografia para avaliar quantitativamente a concentração de gases presentes no meio isolante líquido, para posteriormente pontuar de acordo com as recomendações normatizadas deste item. O fator AGD pode ser calculado através de 3.2, onde i representa o número de gases analisados. Os seguintes gases são considerados nas análises: hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4), acetileno (C_2H_2), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2).

$$AGD = \frac{\sum_{i=1}^7 S_i W_i}{\sum_{i=1}^7 W_i} \quad (3.2)$$

A pontuação específica de cada gás de acordo com o seu nível de concentração (S_i) e o peso ponderado (W_i) em função da relevância da presença do gás no isolante líquido são apresentados na tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Pontos e Pesos da AGD

i	Gás	S_i						W_i
		1	2	3	4	5	6	
1	H_2	≤100	100-200	200-300	300-500	500-700	≥700	2
2	CH_4	≤75	75-125	125-200	200-400	400-600	≥600	3
3	C_2H_6	≤65	65-80	80-100	100-120	120-150	≥150	3
4	C_2H_4	≤50	50-80	80-100	100-150	150-200	≥200	3
5	C_2H_2	≤3	3 - 7	7 - 35	35-50	50-80	≥80	5
6	CO	≤350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	≥1400	1
7	CO_2	≤2500	≤3000	≤4000	≤5000	≤7000	≥7000	1

Fonte: Autor

O elemento que possui maior peso ponderado é o C₂H₂, principalmente pelo aspecto de ser um gás que sob pequenas compressões se decompõe com muita facilidade liberando energia [37]. O índice AGD é classificado após o cálculo de acordo com a tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Classificação do Transformador Conforme AGD

Classificação	Condição	AGD
A	Bom	AGD < 1,2
B	Aceitável	1,2 ≤ AGD < 1,5
C	Cuidado	1,5 ≤ AGD < 2
D	Ruim	2 ≤ AGD < 3
E	Muito Ruim	AGD ≥ 3

Fonte: K. Chitnavis, N. R. Bhasme, 2017 [5].

3.1.3 Análise de Fator de Qualidade do Óleo Isolante (FQO)

A análise do fator de qualidade do óleo isolante (FQO) emprega os resultados de ensaios físico-químico das amostras do óleo isolante para realizar a avaliação quantitativa de alguns elementos presentes no óleo.

O fator de qualidade do óleo (FQO) pode ser determinado por meio de 3.3, onde *i* é referente aos elementos analisados no FQO, sendo: rigidez dielétrica, tensão interfacial, acidez, fator de dissipação, coloração e teor de água.

$$FQO = \frac{\sum_{i=1}^6 S_i W_i}{\sum_{i=1}^6 W_i} \quad (3.3)$$

Onde:

S_i é a pontuação específica de cada elemento de acordo com o seu nível de concentração e *W_i* é o peso ponderado, em função da relevância da presença do elemento no isolante líquido.

Os valores limites e seus respectivos pesos são demonstrados na tabela 3.4, provenientes de valores recomendados pela IEEE C57.106-2006 [38] e IEC 60505 [39]. O índice FQO é classificado de acordo com a tabela 3.5.

Tabela 3.4 - Pontos e Pesos do FQO.

Parâmetros	69 kV < Vn < 230 kV	Si	Wi
Rigidez Dielétrica (kV)	≥ 52	1	3
	45-52	2	
	35-45	3	
	≤ 35	4	
Tensão Interfacial (dyn/cm)	≥ 45	1	2
	35-45	2	
	30-35	3	
	≤ 30	4	
Acidez (mg KOH/g óleo)	≤ 0,04	1	1
	0,04 - 1	2	
	1,0 - 0,15	3	
	≥ 0,15	4	
Fator de dissipação (%)	< 0,1	1	3
	0,1-0,5	2	
	0,5-1,0	3	
	≥ 1,0	4	
Coloração	≤ 1,5	1	2
	1,5-2,0	2	
	2,0-2,5	3	
	≥ 2,5	4	
Teor de Água (ppm)	≤ 20	1	4
	20-30	2	
	30-40	3	
	> 40	4	

Fonte: K. Chitnavis, N. R. Bhasme, 2017 [5].

Tabela 3.5 - Classificação do Transformador Conforme FQO.

Classificação	Fator de Qualidade Óleo Isolante (FQO)
A	$OQF \leq 1,5$
B	$1,5 < OQF \leq 2$
C	$2 < OQF \leq 3$
D	$3 < OQF \leq 3,5$
E	$3,5 < OQF \leq 4$

Fonte: Autor.

3.1.4 Análise de Dados de Manutenção (ADM)

O impacto do histórico de manutenções é avaliado com base no número de manutenções corretivas realizadas nos últimos 5 anos. O fator ADM é pontuado de acordo com as classes (A, B, C, D e E) apresentadas na tabela 3.6. É possível constatar

que há o estabelecimento de uma relação contrária de classificação, em que recebem uma pontuação mais alta, os itens que sofreram menor número de manutenções corretivas.

Tabela 3.6 - Critério de Classificação do Transformador Conforme ADM.

Componentes do Transformador	Classificação				
	A	B	C	D	E
Bucha	0	1 - 2	3 - 4	5 - 7	> 7
Vazamento de Óleo	0-2	3 - 4	5 - 6	7 - 8	> 8
Nível de Óleo	0	1 - 2	3 - 4	5 - 6	> 6
Resfriamento	0-3	4 - 6	7 - 10	11 - 15	> 15
Tanque Principal	0	1 - 2	3 - 4	5	> 5
Tanque Óleo	0	1 - 2	3 - 4	5 - 6	> 6
Aterramento	0	1 - 2	3	4 - 6	> 6
Conexões	0	1 - 2	3	4	> 6

Fonte: K. Chitnavis, N. R. Bhasme, 2017 [5].

3.1.5 Fator de Potência (FP)

A medição do fator de potência é um dos ensaios mais usuais em transformadores, pois permite a avaliação da condição dielétrica do ativo elétrico, de maneira geral, é capaz de identificar se o desempenho do sistema de isolamento está eficiente e/ou adequado ao equipamento sob teste [40].

A medição retorna as condições de perdas relacionadas com o transformador e as buchas. É um dos testes mais importantes, várias configurações para estes ensaios podem ser adotadas, a fim de calcular o fator de potência máximo, entre todos os fatores de potência medidos.

A classificação do índice de fator de potência é dada na tabela 3.7¹, onde PFmax representa o maior de todos os fatores de potência medidos.

Tabela 3.7 - Classificação do Transformador Conforme FP.

Classificação	Máximo Fator de Potência (%)
A	$PF_{max} < 0,5$
B	$0,5 < PF_{max} < 1$
C	$1 < PF_{max} < 1,5$

¹ Os valores apresentados na tabela 3.7, não referem-se valores usuais da relação entre a potência ativa e potência aparente.

D	$1,5 < PF_{max} < 2$
E	$PF_{max} \geq 2$

Fonte: K. Chitnavis, N. R. Bhasme, 2017 [5].

3.1.6 Classificação, Pontuação e Expectativa de Vida do Indexador de Saúde

O indexador de saúde interpreta as condições do transformador de acordo com os fatores elencados que afetam a vida útil do transformador. O método emprega ao todo 22 fatores de avaliação para compor o sistema de pontuação do indexador de saúde, com seus respectivos pesos, conforme demonstrado na tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Critério de Pesos e Pontuações do IS

Item	Fator	Wi	Classificação	Si
1	HC	10	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
2	AGD	10	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
3	FQO	10	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
4	Fator de Potência	8	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
5	Estado Geral do Transformador	6	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
6	Buchas	5	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
7	Tanque Principal	2	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
8	Refrigeração	2	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
9	Tanque de Expansão	1	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
10	Fundação	1	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
11	Aterramento	1	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
12	Juntas e Vedações	1	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
13	Conexões	1	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
14	Vazamento de Óleo	1	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
15	Nível de Óleo	1	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
16	Relação de Transformação	5	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
17	Resistência do Enrolamento	8	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
18	Reatâncias	8	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
19	Polarização	10	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
20	AGD do Comutador	6	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
21	FQO do Comutador	3	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
22	Estado Geral do Comutador	2	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0

Fonte: K. Chitnavis, N. R. Bhasme, 2017 [5].

O indexador de saúde pode ser calculado por 3.4, posteriormente ao cálculo do indexador de saúde é possível obter a expectativa de vida, conforme a tabela 3.9.

$$IS = 0,6 \times \frac{\sum_{i=1}^{19} S_i W_i}{\sum_{i=1}^{19} W_i} + 0,4 \times \frac{\sum_{i=20}^{22} S_i W_i}{\sum_{i=20}^{22} W_i} \quad (3.4)$$

Tabela 3.9 - Expectativa de vida de acordo com IS

IS	Condição	Expectativa de Vida	Requisitos
100 - 120	Ótimo	Mais de 20 anos	Manutenção Normal
85 - 100	Muito Bom	Mais de 15 anos	Manutenção Normal
75 - 85	Bom	Mais de 10 anos	Acompanhamentos periódicos
50 - 70	Razoável	3 - 10 anos	Acompanhamentos periódicos
30 - 50	Ruim	Menos de 3 anos	Iniciar plano de substituição
0 - 30	Muito Ruim	Final da vida útil	Substituição imediata

Fonte: Autor.

3.2 Análise Combinada (Indexador de Saúde + Análise Estatística)

(AC)

A análise combinada é uma metodologia que utiliza o indexador de saúde em conjunto com a realização de análise estatística, visando efetuar a correção de lacunas existentes nas metodologias quando utilizadas de forma separada, com a premissa de prover informações de expectativa de vida para o transformador e uma probabilidade de falha.

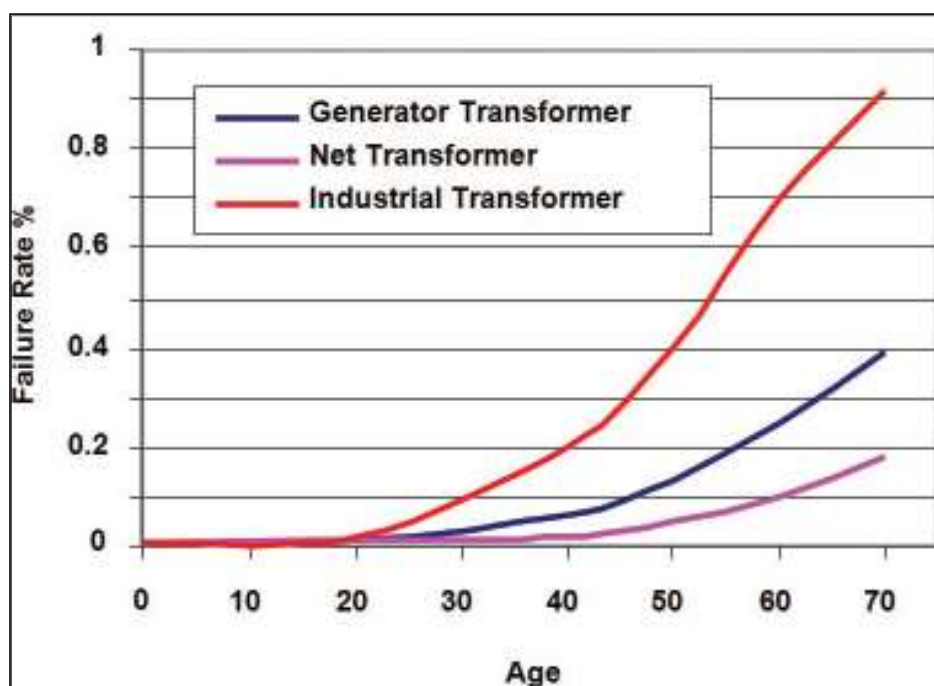
Assim, a metodologia de análise combinada (AC) envolve a modelagem estatística com base no comportamento das unidades ao longo do seu envelhecimento, porém, ajusta os indexadores de saúde para cada grupo etário a partir de uma análise estatística.

É obtido um modelo que relaciona o índice de saúde com a idade. Uma vez que o valor do índice de saúde de um transformador é calculado usando os dados de operação e manutenções, o valor de idade que corresponde ao mesmo é utilizado em vez da idade calendário. Posteriormente com as idades recalibradas, os valores podem ser inseridos no modelo de probabilístico de falha para encontrar seu valor real de probabilidade de falha.

3.2.1 Modelo de Taxa de Falha

As falhas de um transformador podem ser classificadas como elétricas mecânicas ou térmicas. Podendo estas ser internas ou externas a máquina. O padrão de falha de um transformador de potência segue uma “curva de banheira”, demonstrada na figura 3.2, determinada por um grupo de trabalho do CIGRE, o qual realizou uma pesquisa em 13 países [14].

Figura 3.2 - Taxa de falha versus idade dos transformadores



Fonte: A. N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, et al., 2009 [14].

Enquanto os ensaios de rotina de um transformador avaliam a condição de um ou vários componentes, estes isoladamente, não refletem a condição geral do transformador, logo deve se haver um tratamento computacional de maneira a resumir os resultados em um único valor, este conhecido como índice de saúde (IS). Na construção do modelo IS, é importante a precisão dos valores obtidos nos ensaios de rotina e nos dados de operação do transformador.

O procedimento comum para a análise estatística da vida útil de um determinado produto consiste na coleta de dados, selecionando modelo de distribuição, ajustando os dados ao modelo de distribuição e encontrar os parâmetros determinantes. O IS pode ser usado para estimar a probabilidade de falha de um transformador em sua condição atual.

Cada transformador tem um nível de vida útil remanescente, e esse nível reduz à medida que sua condição se deteriora com a idade e uso. A probabilidade de falha do transformador depende diretamente do nível de esforço que o transformador é submetido [14].

3.2.2 Indexador de Saúde com Variação Etária

Esta etapa da metodologia consiste em realizar um estudo da tendência do indexador de saúde dos transformadores, em função da idade. Esta análise visa identificar a existência de um padrão para o indexador de saúde, dentro de um grupo de transformadores com a mesma idade cronológica. Assim, o estudo consiste nas seguintes etapas:

- i. Ordenar os transformadores por idade crescente;
- ii. Formar grupos de mesma idade;
- iii. Remover os *outliers*² de cada grupo;
- iv. Calcular o indexador de saúde médio de cada grupo etário;

3.2.3 Cálculo da Expectativa da Vida em Função do Indexador de Saúde (EV)

A expectativa de vida do transformador pode ser calculada pela subtração da idade efetiva, da idade cronológica e dividida pela taxa de envelhecimento demonstrado em 3.5. A idade efetiva é a idade que o transformador apresenta em função do indexador de saúde e a taxa de envelhecimento é a relação entre a idade cronológica e a idade efetiva [14].

$$EV = \left| \frac{Id_{efetiva} - Id_{cronológica}}{Tx_{envelhecimento}} \right| \quad (3.5)$$

² *Outlier* é o termo utilizado em análise estatística para um valor atípico em um conjunto de amostras, que apresenta um grande afastamento dos demais da série (que está "fora" dela), sendo inconsistente.

3.3 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou as duas das principais metodologias de avaliação de ciclo de vida de transformadores empregadas atualmente, uma embasada em um indexador de saúde dos transformadores e outra em análise combinada.

Para o uso da metodologia utilizando IS, existe a necessidade de registro de uma considerável gama de dados de manutenção e de operação do transformador, sendo está aplicada pelos autores de maneira isolada, ou ainda, um transformador por vez.

Enquanto para a metodologia AC, além de necessitar que se tenha uma boa quantidade de dados relacionados a operação e manutenção dos transformadores, também existe a necessidade de um considerável parque instalado para que seja possível o tratamento estatístico dos dados e subsidie a aplicação do modelo.

4 REPRODUÇÃO, ANÁLISE DAS METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DE CICLO DE VIDA DE TRANSFORMADORES

4.1 Banco de Dados dos Transformadores

Para a implementação, avaliação e análise das metodologias foi desenvolvido um banco de dados de transformadores contendo as diferentes informações requeridas de cada transformador de forma unificada. É importante salientar que as informações requeridas são provenientes de diferentes ambientes especialistas de gestão e armazenamento de dados e não possuem nenhum tipo de interação ou possibilidade de extração de forma unificada em um único ambiente. Desta forma, o banco de dados foi consolidado empregando registros provenientes de 4 diferentes sistemas, a saber:

- Sistema de registros das análises cromatográficas e físico químicos dos transformadores;
- Sistema de registro de grandezas elétricas dos transformadores;
- Sistemas de registros de manutenção e;
- Sistema de registros da proteção.

O banco contempla dados referentes ao universo de 290 unidades de transformadores de potência em operação, com potências nominais entre 12,5 MVA e 50 MVA, com classes de tensão primária entre 69 kV e 138 kV, totalizando aproximadamente 68.000 dados.

Nesta etapa optou-se pelo desenvolvimento de um banco de dados homogêneo, com capacidade de atender no quesito informações, a todos os algoritmos de avaliação da expectativa de vida dos transformadores.

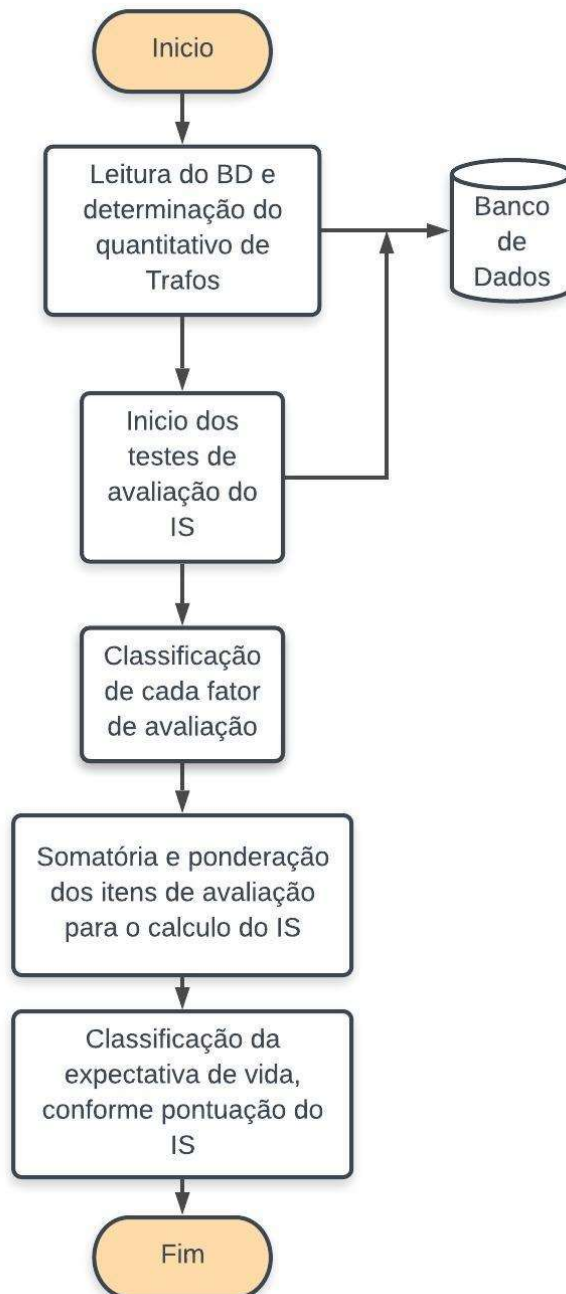
4.2 Aplicação da Metodologia de Indexador de Saúde

A metodologia de indexador de saúde (IS) foi aplicada ao banco de dados descrito na seção anterior, a idade média dos transformadores é de 22,8 anos e com datas de fabricação variando de 1949 a 2016.

Uma primeira melhoria desenvolvida neste trabalho com relação a metodologia proposta por [5], se concentrou no desenvolvimento de um algoritmo que permitisse a reprodução da metodologia, qualquer que seja a quantidade de transformadores existentes no banco a serem analisados. Assim, o algoritmo apresenta capacidade de

identificar o quantitativo de transformadores no banco de dados homogêneo, e, a partir dele realiza os testes e consequentes cálculos dos 22 índices que compõem a avaliação do indexador de saúde. Posteriormente, efetua a classificação da expectativa de vida remanescente de cada transformador. O fluxograma do algoritmo de IS é apresentado na figura 4.1.

Figura 4.1 - Fluxograma do algoritmo de IS



Fonte: Autor

A metodologia do indexador de saúde foi aplicada no universo de dados adotado para testes, e, como resultados foram obtidas as seguintes informações:

- i. A expectativa de vida média dos transformadores é de 24,9 anos;
- ii. O transformador com maior expectativa de vida resultará em um ciclo de vida de 83 anos;
- iii. O transformador com menor expectativa de vida resultará em um ciclo de vida de 19 anos;
- iv. 81 transformadores, não completarão o ciclo de vida regulatório de 35 anos;
- v. A expectativa de vida média dos transformadores que não completarão 35 anos é de 30 anos;
- vi. A idade média desses transformadores atualmente é de 7,6 anos;
- vii. Nesse grupo de transformadores o critério mais ofensor ao indexador de saúde, foi a análise de gases dissolvidos.

A figura 4.2 apresenta um gráfico quantitativo considerando os resultados de expectativas de vida obtidos empregando a metodologia IS.

É possível concluir que a concessionária detentora dos ativos, deverá estabelecer um plano de substituição de 29 unidades transformadoras em 10 anos, dessas 29 unidades duas unidades não completarão o ciclo de vida de 35 anos.

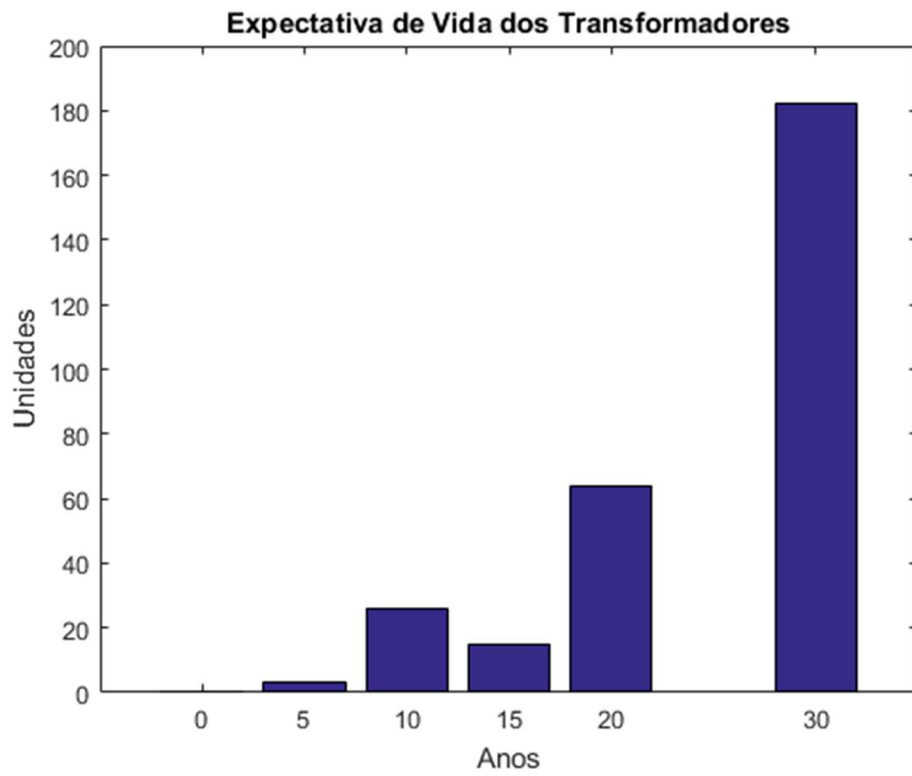
Ainda, para esses transformadores com menor expectativa de vida, deve ser verificada a redução das expectativas de vidas ao longo dos próximos ensaios e manutenções preventivas.

A figura 4.3 apresenta um ponto de atenção, pois indica que 28% do parque analisado, ou ainda, 81 transformadores, não completarão o ciclo regulatório de 35 anos, acarretando em prejuízo ao investidor desse ativo.

Os resultados apresentam um bom cenário para 203 unidades, que superarão o ciclo de vida regulatório, além de 6 unidades que completarão o ciclo de 35 anos.

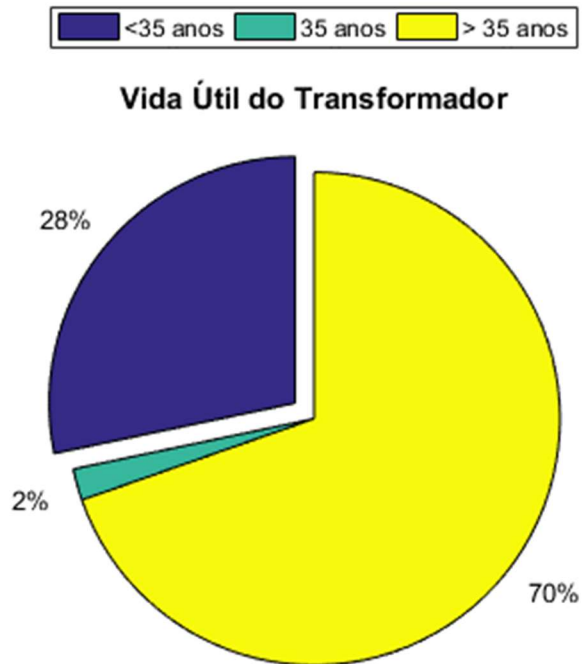
O acompanhamento da redução natural da vida útil do restante dos transformadores, relacionando a análise com as expectativas de investimentos realizadas quando da instalação das máquinas, indica que a expectativa de vida útil dos ativos atinge 72% do valor que é prevista na remuneração para estes equipamentos, conforme MCPSE [6].

Figura 4.2 – Expectativa de vida dos transformadores – metodologia IS.



Fonte: Autor

Figura 4.3 - Vida útil regulatória do transformador – metodologia IS



Fonte: Autor

Considerando os resultados obtidos das expectativas de vida e da vida útil regulatória é possível desenvolver uma análise considerando o ponto de vista do investimento do transformador. Para a realização deste diagnóstico foram tomadas as seguintes premissas:

- a) O preço médio do transformador à um valor de R\$ 5.000.000,00, conforme [41];
- b) A taxa de depreciação do transformador de 2,86%, conforme [42];
- c) A expectativa de vida média dos transformadores que não completaram 35 anos é 30 anos.

Os resultados demonstram que em média os transformadores deixaram de completar 5 anos do ciclo regulatório. Assim, a depreciação acumulada no período de 5 anos pode ser calculada por meio de 4.1.

$$\text{Depreciação Acumulada} = \text{Taxa Depreciação} \cdot \text{Tempo} \quad (4.1)$$

$$\text{Depreciação Acumulada} = 2,86\% \cdot 5 \text{ anos} = 14,3\%$$

Com a depreciação acumulada resultando em 14,3%, os prejuízos unitários e totais devido aos transformadores não completarem seus ciclos de vida podem ser determinados por 4.2 e 4.3, respectivamente.

$$\text{Prejuízo Unitário} = \text{Depreciação Acumulada} \cdot \text{Valor Médio do Trafo} \quad (4.2)$$

$$\text{Prejuízo Unitário} = 14,3\% \cdot \text{R\$ } 5000.000,00 = \text{R\$ } 715.000,00$$

$$\text{Prejuízo Total} = \text{Prejuízo Unitário} \cdot \text{Qtidade de Trafos} \quad (4.3)$$

$$\text{Prejuízo Total} = \text{R\$ } 715.000,00 \cdot 81 = \text{R\$ } 57.915.000,00$$

O computo dos prejuízos estimados pelo diagnóstico revela que a concessionária possui um prejuízo total equivalente ao custo de 11 transformadores de potência de mesma categoria dos analisados, ou ainda, é possível afirmar que a concessionária perdeu a oportunidade de instalar 11 transformadores novos.

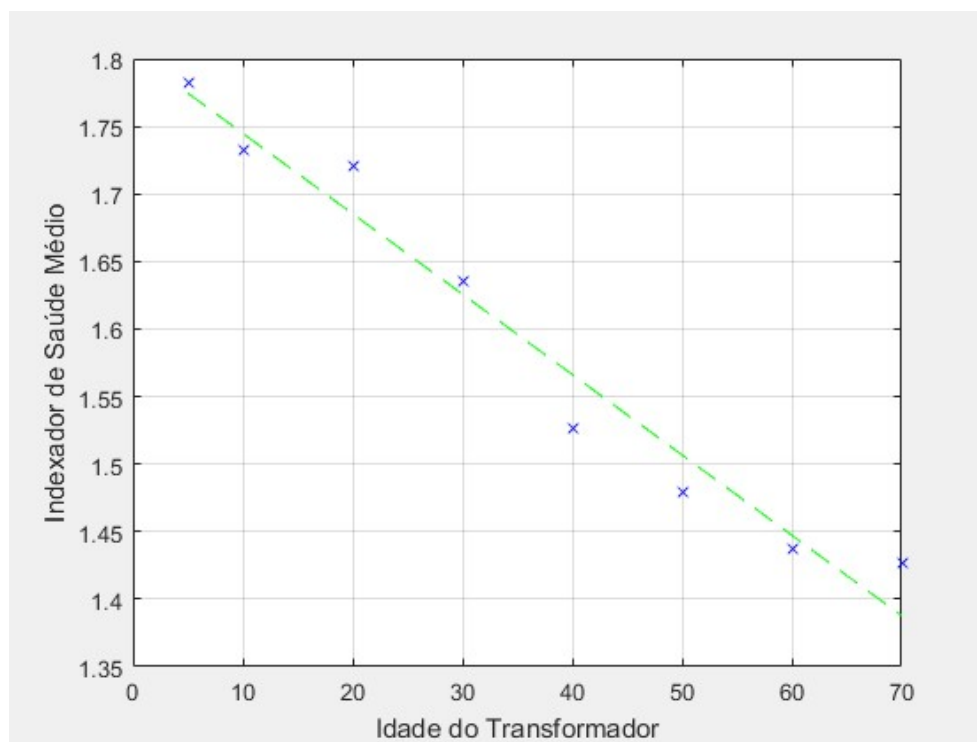
As análises ainda apontaram que dos 5 piores ciclos de vida obtidos, 3 transformadores possuem as mesmas classes de potência e tensão primária (25 MVA com tensão do enrolamento primário em 138 kV), ano de fabricação de 2009 e foram fornecidos pelo mesmo fabricante. Além disso, o histórico de carga deste conjunto de transformadores com piores ciclos de vida demonstra que nenhum foi submetido a uso em sobre carga, fator mais comum para contribuição da redução da vida útil.

Portanto, o diagnóstico final da análise aponta para uma necessidade de revisão dos projetos dos transformadores envolvidos com estas estimativas de piores ciclos de vida, afim de dirimir ou corrigir qualquer eventual falha detectada no projeto em próximos fornecimentos para a concessionária.

4.3 Aplicação da Metodologia de Análise Combinada

A metodologia combinada foi aplicada no mesmo banco de dados descrito na seção 4.1. Porém, após o tratamento estatístico e aplicação do indexador de saúde com variação etária foram descartadas 13 amostras de indexador de saúde, sendo consideradas *outliers*, pelo critério do teste de Grubbs³, ficando o novo indexador de saúde com as respectivas variações etárias, conforme demonstrado na figura 4.4.

Figura 4.4 - Indexador de saúde médio por grupo etário de transformadores.



Fonte: Autor

Os resultados obtidos com a aplicação da metodologia combinada retornaram as seguintes informações:

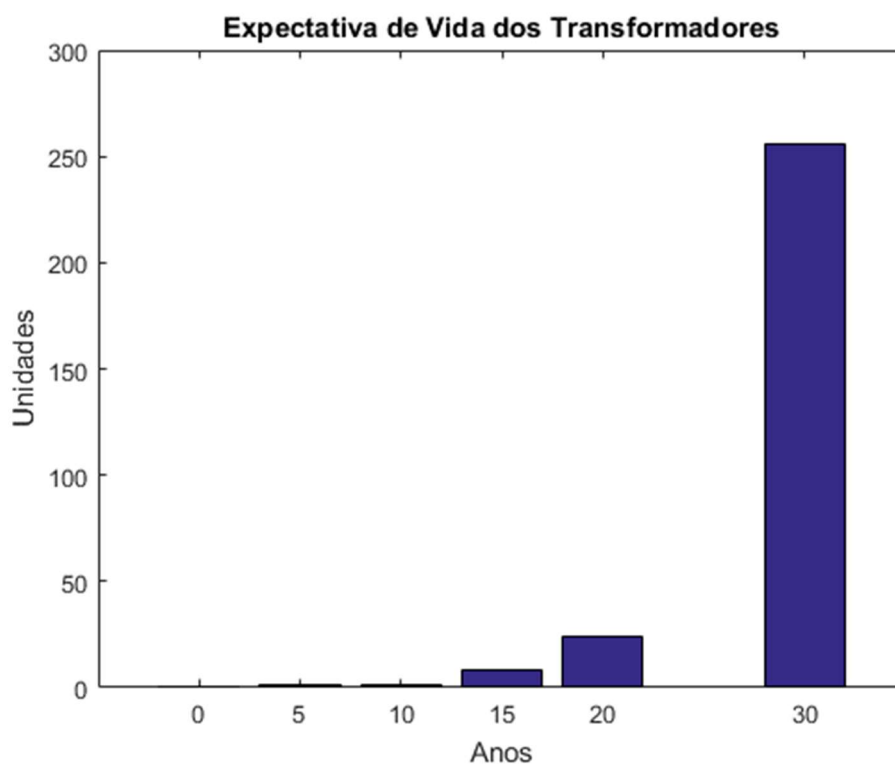
³ O teste de Grubbs, foi desenvolvido para verificar a presença de valores extremos em observações amostrais. Valores extremos são manifestações de variabilidade, que ocorrem de forma aleatória, além de ser inerente aos dados.

- i. A expectativa de vida média resulta em 28,6 anos;
- ii. O transformador com maior expectativa de vida resultará num ciclo de vida de 86 anos;
- iii. O transformador com menor expectativa de vida resultará num ciclo de vida de 32 anos;
- iv. 39 transformadores, não completarão o ciclo de vida regulatório de 35 anos;
- v. A expectativa de vida média dos transformadores que não completarão 35 anos é de 33,1 anos;
- vi. Atualmente (2019), a idade média transformadores que não completarão 35 anos é de 5,7 anos;

Um ponto importante detectado é que no grupo de transformadores que não completam o ciclo de vida de 35 anos, o critério mais prejudicial ao indexador de saúde é a análise de gases dissolvidos.

A figura 4.5 apresenta um gráfico quantitativo da expectativa de vida dos transformadores, onde é possível identificar que a concessionária detentora desses transformadores, deverá estabelecer um plano de substituição para apenas 2 transformadores, sendo que esses dois transformadores terão ciclo de vida superior a 35 anos.

Figura 4.5 - Expectativa de vida dos transformadores – metodologia AC.



Fonte: Autor

A figura 4.6 apresenta um gráfico percentual considerando os resultados de vida útil obtidos empregando a metodologia AC. A aplicação do método AC culminou em melhores resultados de vida útil para o parque de transformadores em operação em relação aos resultados obtidos por meio da metodologia IS. Especificamente, apenas 13% dos equipamentos não completarão o ciclo de vida regulatório de 35 anos, consequentemente, resultando no aumento das unidades transformadoras que a vida útil será superior a idade regulatória de 35 anos para um percentual de aproximadamente 85% do parque analisado.

Figura 4.6 - Vida útil regulatória do transformador – metodologia AC



Fonte: Autor

De forma análoga ao efetuado no método IS, um diagnóstico de investimento do transformador pode ser realizado considerando as seguintes premissas:

- O preço médio do transformador à um valor de R\$ 5000.000,00;
- A taxa de depreciação do transformador de 2,86%, conforme [42];
- A expectativa de vida média dos transformadores que não completarão 35 anos é 33,1 anos.

Os resultados demonstram que em média os transformadores deixaram de completar 1,9 anos do ciclo regulatório. Assim, a depreciação acumulada no período de de 1,9 anos pode ser calculada por 4.4.

$$\text{Depreciação Acumulada} = \text{Taxa Depreciação} \cdot \text{Tempo} \quad (4.4)$$

$$\text{Depreciação Acumulada} = 2,86\% \cdot 1,9 \text{ anos} = 5,43\%$$

Os prejuízos unitários e totais devido aos transformadores não completarem seus ciclos de vida podem ser determinados por 4.5 e 4.6, respectivamente, tomando a depreciação acumulada de 5,43%.

$$\text{Prejuízo Unitário} = \text{Depreciação Acumulada} \cdot \text{Valor Médio do Trafo} \quad (4.5)$$

$$\text{Prejuízo Unitário} = 5,43\% \cdot \text{R\$ } 5000.000,00 = \text{R\$ } 271.500,00$$

$$\text{Prejuízo Total} = \text{Prejuízo Unitário} \cdot \text{Qtidade de Trafos} \quad (4.6)$$

$$\text{Prejuízo Total} = R\$ 271.500,00 \cdot 39 = R\$10.588.500,00$$

Neste caso, o prejuízo total estimado para a concessionária se aproxima do custo equivalente a 2 transformadores, novamente, é possível afirmar que a concessionária perdeu a oportunidade de instalar 2 transformadores novos.

As análises ainda retornam igualmente que dos 5 piores ciclos de vida, 3 transformadores possuem a mesma classe de potência e tensão primária, e, a avaliação do histórico de carga não indica que foram submetidos a uso em sobre carga.

4.4 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou a exploração e implementação de duas metodologias de avaliação de ciclo de vida de transformadores, considerando um banco de dados de teste consolidado relacionado a 290 transformadores de potência.

Um aspecto interessante é que os métodos convergiram para valores distintos quanto a expectativa de vida média do parque analisado, bem como dos montantes de expectativas de grupos etários. Entretanto, uma análise que traz dado comum à ambas é para o grupo, de transformadores com vida útil de 35 anos, onde a diferença entre as metodologias foi de apenas uma unidade.

Outro fator positivo é o percentual elevado do parque obtido os transformadores com vida útil esperada sendo superior a 35 anos, para ambos os métodos, demonstrando uma boa aplicação geral dos ativos quanto a sua vida útil.

Por fim, quanto maior a quantidade de indexadores de saúde dos transformadores que forem considerados *outliers*, menor será a quantidade de transformadores no grupo que o mesmo foi originalmente identificado pela metodologia IS. Do ponto de vista de análise individual do ativo, este comportamento pode ocasionar um entendimento equivocado, uma vez que a metodologia AC realiza um tratamento estatístico do indexador de saúde.

5 CONCLUSÕES GERAIS

Este trabalho explorou os principais conceitos relacionados com a temática do ciclo de vida para transformadores de potência de distribuição. Inicialmente abordou as principais normas relacionadas a carregamento de transformadores de potência, elencando as principais diferenças entre as normatizações nacionais e internacionais e suas conseqüentes considerações quanto a vida útil dos transformadores.

Na seqüência, duas metodologias de avaliação de ciclo de vida de transformadores de potência foram apresentadas.

A primeira metodologia implementada, baseada no indexador de saúde, permite uma maneira rápida e eficiente de avaliar e comparar o estado geral do transformador de potência, apesar de detalhar bem como deve ser classificado e pontuado o indexador ou taxa de saúde do transformador, apresenta deficiências e necessidades de adequação para utilização na integra no cenário nacional. O primeiro item que deve ser observado é que algumas das faixas de valores dos fatores de classificação não estão de acordo com a NBR-5356 [29].

Outro aspecto que requer atenção é a tabela de pontos, a qual teoricamente deveria fornecer 120 pontos máximos para transformadores com indexadores de saúde altos, os quais podem ser excedidos para algumas máquinas. Assim, os valores dos pesos empregados nesta metodologia devem ser revistos, a fim de que a tabela de expectativa de vida não fique sem classificação a todos os grupos de pontuações.

A segunda metodologia, baseada no indexador de saúde, com ajuste da faixa de idade dos transformadores, apresenta estatisticamente o comportamento esperado das unidades à medida que envelhecem. O método ajusta a tendência do seu índice de saúde versus a idade, a esse comportamento através de uma análise de regressão demonstrou melhor aderência quanto à customização do indexador de saúde ao longo do processo.

Entretanto, apesar de utilizar um tratamento estatístico de complexidade mediana, requer um considerável universo de transformadores, com respectivas massas de dados para que torne o índice de correção do indexador de saúde em função da idade, com elevada taxa de confiabilidade. Assim, não sendo recomendado sua aplicação em casos em que o parque seja composto apenas por poucas unidades de transformadores.

Pode-se destacar que a diferença de resultados entre as duas metodologias se dá pelo tratamento estatístico realizado no indexador da saúde da segunda metodologia, ou ainda, a faixa etária de transformadores que possuía grande quantidade de *outliers*, tende a ser normalizada no tratamento estatístico na metodologia AC.

Apesar da maioria das normatizações considerar a equação para cálculo de vida útil baseada na “*Lei de Arrhenius*”, nenhuma das duas metodologias exploradas levou em consideração os efeitos da temperatura e seus fatores de influência no enrolamento do transformador com conseqüente degradação do isolante sólido.

A deterioração ocasionada pelas distorções harmônicas, quer seja na tensão, corrente ou suas combinações, é de conhecimento da comunidade técnico/científica. Para incluir o efeito das distorções e obter melhor resultado para otimizar as políticas de manutenção/substituição dos transformadores, espera-se que novos modelos sejam estudados, utilizando as novas teorias de potência, as quais permitem avançar na mensuração e classificação dos efeitos nos circuitos elétricos sob condições não senoidais, podendo contribuir de maneira efetiva na explanação e correção desses efeitos indesejados.

6 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Visando a continuidade na avaliação e melhoria do tema abordado na dissertação, sugerem-se os seguintes temas como trabalhos futuros:

- Avaliar a inclusão de dois novos fatores de avaliação na metodologia do indexador de saúde, sendo o primeiro baseado nas características de redução da vida útil do transformador utilizando a *Lei de Arrhenius* e o segundo baseado na redução da vida útil do transformador em função das características de cargas não lineares, da qual o transformador é fonte;
- Desenvolver aplicação baseada em inteligência artificial, ou outra metodologia computacional de reconhecimento e distinção de padrões, afim de desenvolver indexadores de saúde para transformadores, baseados nos aspectos comuns a relativos a cada faixa etária dos transformadores.

7 PUBLICAÇÕES

- H.J.B. Silva, F.A.S. Gonçalves, “Modelamento de Ciclo de Vida para Transformadores de Potência Empregando Teoria de Potência Conservativa”. VIII Seminário de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018;
- D. Gonzalez, H.J.B. Silva, F.A.S. Gonçalves, H. K. Paredes, “Vida Útil de Transformadores de Potência: Metodologias e Discussões, XII CBQEE, 2019;
- H.J.B. Silva, F.A.S. Gonçalves, “Exploração e Análise de Modelamento de Ciclo de Vida para Transformadores de Potência”. IX Seminário de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2019;
- H.J.B. Silva, F.A.S. Gonçalves, D. Gonzalez, H. K. Paredes, F. P. Marafão, “Exploração de Metodologias para Estimação de Vida Útil de Transformadores de Potência”. XXV SNPTEE, 2019.

BIBLIOGRAFIA

- [1] A. E. FITZGERALD, C. J. KINGSLEY e S. D. UMANS, Máquinas Elétricas com Introdução à Eletrônica de Potência, 6ª ed., São Paulo: McGraw-Hill, 2006.
- [2] E. ABBSI, O. P. MALIK, “Failure Rate Estimation of Power Transformers Using Inspection Data,” 2016.
- [3] L. CHMURA, P. MORSHUIS, E. GULSKI, J. SMIT e A. JANSSEN, “Statistical analysis of subcomponent failures in power,” em *Electrical Insulation Conference*, Annapolis, Maryland, 2011.
- [4] W. J. MCNUTT e G. H. KAUFMANN, “Evaluation of Functional Life Test Model for Power Transformer,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-102, nº 5, pp. 1151-1162, May 1983.
- [5] C. KANIKA e N. BHASME, “Review of Critical Analysis for Life Estimation of power transformer,” em *201 4th International Conference on Power, Control & Embedded Systems (ICPCES)*, Allahabad, India, 2017.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, “MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO - MCPSE,” 2 ed., 2015.
- [7] E. V. LIBERADO, “Metodologia de projeto cooperativo para condicionadores de qualidade de energia,” em *Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Bauru*, 2012.
- [8] A. ELMOUDI, M. LEHTONEN e H. NORDMAN, “Effect of Harmonics on Transformers Loss of life,” em *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Toronto, Canada, 2006.
- [9] A. C. DELAIBA, J. C. OLIVEIRA, A. L. VILAÇA e J. R. CARDOSO, “THE EFFECT OF HARMONICS ON POWER TRANSFORMERS LOSS OF LIFE,” em *38th Midwest Symposium on Circuits and Systems.*, Rio de Janeiro, Brazil, 1995.

- [10] A. A. ELMOUDI, EVALUATION OF POWER SYSTEM HARMONIC EFFECTS ON TRANSFORMERS - Hot Spot Calculation and Loss of Life Estimation, 2006.
- [11] H. I. ZYNAL e A. A. YASS, "The Effect of Harmonic Distortion on a Three phase Transformer Losses," *Canadian Journal on Electrical and Electronics Engineering*, vol. 3, pp. 255-261, May 2012.
- [12] A. E. EMANUEL e X. WANG, "ESTIMATION OF LOSS OF LIFE OF POWER TRANSFORMERS SUPPLYING NONLINEAR LOADS," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-104, pp. 628-636, March 1985.
- [13] E. ABBASI e O. P. MALIK, "Failure rate estimation of power transformers using inspection data," em *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, IEEE, 2016.
- [14] A. JAHROMI, R. PIERCY, S. CRESS, J. SERVICE e W. FAN, "An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 25, nº 2, pp. 20-34, March 2009.
- [15] TAESA Energia, Janeiro 2018. [Online]. Available: <https://www.tseaenergia.com.br/produtos/transformadores/transformador-de-potencia/>. [Acesso em 11 Agosto 2019].
- [16] Nova Escola, Janeiro 2019. [Online]. Available: <https://novaescola.org.br/conteudo/69/como-a-energia-eletrica-chega-a-nossas-casas>. [Acesso em 11 Agosto 2019].
- [17] R. BECHARA, *Análise de Falhas em Transformadores de Potência*, São Paulo: Dissertação (mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo., 2010.
- [18] J. P. BRITTES, "Sistema de Automação para Gestão de Carregamento de Transformadores de Potência Baseado na Confiabilidade Tese (Doutorado)," São Paulo, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2002.

- [19] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, NBR 5356 - Parte 1: Generalidades, 2007.
- [20] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERING - IEEE, Standard C57.91 - Guide For Loading Mineral Oil Immersed Power, 1981.
- [21] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION - IEC, IEC Publication 60354 - Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers., 1991.
- [22] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERING - IEEE, Standard C57.91 - Guide for Loading Mineral Oil Immersed Transformers, 1995.
- [23] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION - IEC, IEC Publication 76-2: Power Transformers, Part 2. Temperature rises., 1993.
- [24] CONSEIL INTRNATIONAL DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES - CIGRÉ, Working Group 12-09, "Heat Run Test For Power Transformers" *Electra*,no.129, pp.37-39.
- [25] V. M. MONTSINGER, "Loading transformer by temperature," *AIEE transactions*, pp. 776-792, 1930.
- [26] T. W. DAKIN, "Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Reaction," *AIEE Transactions*, pp. 113-122, 1947.
- [27] SEN, P. K. e PANSUWAN, S., "Overloading and Loss-of-Life Assessment Guidelines of Oil-Cooled Transformers," *Rural Electric Power Conference*,, pp. B4/1 - B4/8, 29 April 2001.
- [28] R. BATRUNI, R. C. DEGENEFF e M. A. LEBOW, "Determining the Effect of Thermal Loading on the Remaining Useful Life of a Power Transformer from Its Impedance Versus Frequency Characteristic," *IEEE Transactions on Power Delivery*, July 1996.
- [29] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, NBR 5356 - Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em liquido isolante, 2007.

- [30] J. MCNUTT, "Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides," *IEEE Trans. Power Delivery*, pp. 392-398, 1 January 1992.
- [31] D. H. SHROF e A. W. STANNETT, "A Review of Paper Aging in Power Transformers," *IEEE Proceedings*, pp. 312-319, November 1985.
- [32] Z. GODEC e R. SARUNAC, Steady-State Temperature Rises of ONAN/ONAF/OFAF Transformers. *IEEE Proceedings-C*, Vol. 139, 5, September 1992.
- [33] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, NBR 5416:1981 - Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência até 100MVA trifásico, 1981.
- [34] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, NBR 5416:1997- Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência, 1997.
- [35] S. R. BARBOSA, ESTUDO DOS EFEITOS DA SOBRETENSÃO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ALIADA A CARREGAMENTOS ACIMA DA POTÊNCIA NOMINAL, 2005.
- [36] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS, Procedimento de Rede do ONS Submódulo 2.3 - Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos., 2017.
- [37] 2013. [Online]. Available: <https://www.profpcc.com.br/Acetileno.htm>. [Acesso em 5 Julho 2019].
- [38] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERING - IEEE, IEEE C57.106-2006 - IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment, 2007.
- [39] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION - IEC, IEC 60505:2011 - Evaluation and qualification of electrical insulation systems, 2011.
- [40] J. DUPLESSIS, "Análise dos resultados do teste de fator de potência," *O Setor Elétrico*, nº 104, Setembro 2014.

- [41] CPFL Paulista, “Banco de preços dos ativos de distribuição, base do 4º CRT,” ANEEL, 2018.
- [42] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, *MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO - MCPSE*, 2015.
- [43] M. PRADHAN e T. S. RAMU, “Criteria for estimation of end of life of power and station transformer in service,” em *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Boulder, CO, USA, USA, 2004.
- [44] H. K. PAREDES, “Teoria de Potência Conservativa: Uma Nova Abordagem para o Controle Cooperativo de Condicionadores de Energia e Considerações Sobre Atribuição de Responsabilidades,” em *Tese de Doutorado, Universidade de Campinas*, Campinas, 2011.
- [45] C. D. S. OLIVEIRA, *AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO MONITORAMENTO TÉRMICO DIGITAL DE TRANSFORMADORES E*, Curitiba, Parana, 2017.
- [46] Operador Nacional do Sistema - ONS, *NT 038/2014 - Ensaio de Elevação de Temperatura de Transformadores em Sobrecarga*, 2014.
- [47] Institute of Electrical and Electronics Engineering - IEEE , *Standard C57.91 - Guide for Loading Mineral Oil Immersed Transformers*, 1995.
- [48] Institute of Electrical and Electronics Engineering - IEEE, *Standard C57.91 - Guide For Loading Mineral Oil Immersed Power*, 1981.
- [49] International Electrotechnical Commission - IEC, *IEC Publication 60354 - Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers.*, 1991.
- [50] International Electrotechnical Commission - IEC, *IEC Publication 76-2: Power Transformers, Part 2. Temperature rises.*, 1993.
- [51] Conseil International des Grands Reseaux Electriques - CIGRÉ, *Working Group 12-09, “Heat Run Test For Power Transformers” Electra, no.129, pp.37-39.*

[52] ANEEL, “PRODIST ANEEL,” ANEEL, [Online]. Available:
www.aneel.gov.br/prodist. [Acesso em 28 Maio 2017].