



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

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ÍNDICE DE SAÚDE APRIMORADO PARA DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Daniella Gonzalez Tinois da Silva

Bauru – SP

2020

Daniella Gonzalez Tinois da Silva

**ÍNDICE DE SAÚDE APRIMORADO PARA
DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE
POTÊNCIA**

Tese apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru – UNESP como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Doutorado em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Automação

Orientador: Prof. Dr. Flávio Alessandro Serrão Gonçalves

Prof. Dr. Helmo Kelis Morales Paredes

Bauru - SP

2020

S586i

Silva, Daniella Gonzalez Tinois da

Índice de saúde aprimorado para diagnóstico de transformadores de potência / Daniella Gonzalez Tinois da Silva. -- Bauru, 2020

121 p. : il., tabs.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp),
Faculdade de Engenharia, Bauru

Orientador: Flávio Alessandro Serrão Gonçalves

Coorientador: Helmo Kelis Morales Paredes

1. Transformadores Elétricos. 2. Óleos de transformadores. 3.
Manutenção. 4. Vida útil (Engenharia). I. Título.

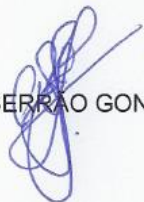
Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia,
Bauru. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA TESE DE DOUTORADO DE DANIELLA GONZALEZ TINOIS DA SILVA, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 23 dias do mês de outubro do ano de 2020, às 14:00 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de TESE DE DOUTORADO de DANIELLA GONZALEZ TINOIS DA SILVA, intitulada **DESENVOLVIMENTO DE MODELOS PARA ESTIMATIVA DE VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. FLÁVIO ALESSANDRO SERRÃO GONÇALVES (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia - UNESP - Câmpus de Sorocaba, Professor Associado JOÃO ONOFRE PEREIRA PINTO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), Prof. Dr. CLAUDIONOR FRANCISCO DO NASCIMENTO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de São Carlos - UFSCar, Prof. Dr. ANTONIO CESAR GERMANO MARTINS (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Ambiental / Instituto de Ciência e Tecnologia - UNESP - Câmpus de Sorocaba, Prof. Dr. WESLEY ANGELINO DE SOUZA (Participação Virtual) do(a) Pós-doutorado do Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia - UNESP - Câmpus de Sorocaba. Após a exposição pela doutoranda e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, a discente recebeu o conceito final: APROVADO . Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. FLÁVIO ALESSANDRO SERRÃO GONÇALVES



PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO TÍTULO

A COMISSÃO EXAMINADORA PROPÕE A ALTERAÇÃO DO TÍTULO DO TRABALHO DA ALUNA:
DANIELLA GONZALEZ TINOIS DA SILVA

DE: "DESENVOLVIMENTO DE MODELOS PARA ESTIMATIVA DE VIDA ÚTIL DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA"

PARA:

"ÍNDICE DE SAÚDE APRIMORADO PARA DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA"

Bauru, 23 de outubro de 2020.

Prof. Dr. Flávio Alessandro Serrão Gonçalves
Orientador

Para Guilherme e Pedro, por seu amor, incentivo, apoio e por todas as horas de convívio que foram privados, mas, que pacientemente esperaram...

OFEREÇO

Para Lisete e Mateos, pelo incentivo, companheirismo, cumplicidade e amor que me concedem constantemente...

DEDICO

AGRADECIMENTOS

Todo trabalho científico é, sempre, um trabalho de equipe. Assim sendo, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, colaboraram na execução deste trabalho, especialmente...

- À **Deus**, que nos possibilita esses momentos.
- A **todos os meus mestres**, desde aqueles que me ensinaram as primeiras letras até os que, atualmente, orientam minhas atividades. A eles devo a minha formação intelectual e profissional.
- Ao meu orientador e amigo **Flávio Alessandro**, pelas orientações e diretrizes para a realização deste trabalho, mas também pela paciência e amizade.
- Ao Prof. **Fernando Marafão** pelas dicas sempre precisas e preciosas e por estar sempre disponível.
- Ao meu coorientador **Helmo Paredes**.
- Ao meu amor **Guilherme Tinois** pela sua incansável disposição para incentivar o término deste trabalho e por seu amor.
- Ao meu filho **Pedro Tinois** por seu amor, apoio, paciência e por todas as horas de convívio que foi privado para me dedicar a elaboração desta tese.
- À minha irmã **Andressa Gonzalez Mantovani** pelo seu zelo, apoio e torcida, e ao meu cunhado **Thiago Mantovani** pelas “brejas” e piadas necessárias para a vida ser mais leve.
- Aos meus pais **Mateos e Lisete Gonzalez** por todo amor, respeito, carinho, dedicação e torcida de sempre.
- Ao meu amigo **Halley Braga**, pela colaboração e ajuda com os dados, sem as quais esse trabalho não seria possível.

SILVA, DANIELLA GONZALEZ TINOIS DA. ÍNDICE DE SAÚDE APRIMORADO PARA DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA. 2020. 121p. Tese (doutorado). Faculdade de Engenharia - FEB, UNESP, Bauru, 2020.

RESUMO

O desligamento não planejado de transformadores de potência (TP) resulta em despesas significativas para as operadoras, tornando essencial o uso de técnicas de avaliação capazes de diagnosticar e estimar com eficiência as condições de operação reais de tais equipamentos. O diagnóstico eficiente permite a gestão da operação desta cadeia de ativos visando o equilíbrio ideal entre investimentos, custos de manutenção e desempenho na operação. Neste contexto, este trabalho apresenta uma metodologia de diagnóstico aprimorada para estimar o estado técnico/operacional dos transformadores de potência, comumente chamado de saúde do equipamento, baseada em dados de fácil aquisição e de baixo custo que podem ser obtidos sem a necessidade de interrupção na operação do TP. Especificamente, a metodologia emprega dados provenientes de análises de amostras de óleo, coletadas a partir de dispositivo externo ao equipamento e sem a necessidade de desligamento, e de sistemas de aquisição de grandezas elétricas disponíveis de forma remota, e, propõe a criação de um novo fator diagnóstico para identificar a condição da isolação sólida do transformador. O novo fator diagnóstico se baseia no histórico da curva média diária de carga do TP, permitindo a estimação e contabilização da degradação da isolação do TP “em serviço”. Além disso, o novo critério proposto, incorpora características que permitem que sejam incluídos os efeitos das distorções harmônicas na obtenção do índice de saúde. Assim, a metodologia de diagnóstico aprimorada tem a capacidade de estimar e atualizar o estado de saúde dos transformadores, em intervalos de tempo menores que os demandados pelas metodologias de diagnóstico do estado de saúde convencional, que dependem de resultados mais demorados, podendo representar uma ferramenta importante para o planejamento estratégico e otimização de recursos das empresas de energia elétrica. A eficácia da metodologia proposta foi avaliada considerando dados provenientes de uma população de 204 transformadores de potência instalados no Brasil em comparação direta com diagnósticos provenientes da metodologia do índice de saúde convencional, em que o índice de saúde aprimorado proposto se mostrou mais eficaz na observação da degradação do isolante sólido do enrolamento.

PALAVRAS CHAVE: Transformadores de Potência. TP. Índice de Saúde. Isolação Sólida. Carregamento médio diário. Ferramenta de Diagnóstico. Depreciação da Vida útil.

SILVA, DANIELLA GONZALEZ TINOIS DA. IMPROVED HEALTH INDEX FOR POWER TRANSFORMER DIAGNOSIS. 2020. 121p. Thesis (doctoral). Faculdade de Engenharia - FEB, UNESP, Bauru, 2020.

Abstract

The unplanned shutdown of power transformers (TP) results in significant expenses for utilities, making it essential to use assessment techniques capable of efficiently diagnosing and estimating the actual operating conditions of such equipment. The efficient diagnosis allows the management of the operation of this chain of assets aiming at the ideal balance among investments, maintenance costs and performance in the operation. In this context, this work presents an improved diagnostic methodology to estimate the technical / operational status of the power transformers, commonly called equipment health, based on data of easy acquisition and low cost that can be obtained without the need to interrupt the TP operation. Specifically, the methodology uses data from analysis of oil samples, collected from a device external to the equipment and without the need for shutdown, and from remote electrical acquisition systems, and proposes the creation of a new diagnostic factor to identify the condition of the transformer's solid insulation. The new diagnostic factor is based on the history of the average daily load curve of the PT, allowing the estimation and accounting of the degradation of the PT insulation "in service". In addition, the proposed new criterion incorporates characteristics that allow the effects of harmonic distortions to be included in obtaining the health index. Thus, the improved diagnostic methodology can estimate and update the health status of the transformers, in shorter intervals than those required by the conventional health status diagnostic methodologies, which depend on more time-consuming results, and may represent a tool important for the strategic planning and resource optimization of electric power companies. The effectiveness of the proposed methodology was evaluated considering data from a population of 204 power transformers installed in Brazil in direct comparison with diagnoses from the conventional health index methodology, in which the proposed improved health index was more effective in observing the degradation of the winding solid insulation.

KEYWORDS: Power Transformers. Health Index. Solid Insulation. Average daily load. Diagnostic Tools. Depreciation of Insulation.

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Figura exemplificando funcionamento resumido de um transformador</i>	30
<i>Figura 2 - Transformador ideal alimentando uma carga genérica</i>	31
<i>Figura 3 - Circuito equivalente de um transformador real</i>	32
<i>Figura 4 - Transformador de potência e seus componentes principais</i>	33
<i>Figura 5 - (a) Transformador tipo núcleo envolvido e (b) Transformador tipo núcleo envolvente</i>	36
<i>Figura 6 - Condição teórica da degradação do transformador</i>	44
<i>Figura 7 - Diagrama Térmico Simplificado do Transformador</i>	51
<i>Figura 8 - Fluxograma para o cálculo do perfil de temperaturas</i>	53
<i>Figura 9 - Comparação de limites de gases nas normatizações internacionais</i>	60
<i>Figura 10 - Ligações químicas da glicose (a) e da celulose (b)</i>	63
<i>Figura 11 - Diagrama de funcionamento do indexador de saúde padrão</i>	70
<i>Figura 12 - Pontuação para cada gás dissolvido</i>	71
<i>Figura 13 - Taxa de Falha versus Idade para diferentes tipos de transformadores de acordo com CIGRÉ</i>	77
<i>Figura 14 - Gráfico para ajuste da Idade em Função do Índice de Saúde</i>	79
<i>Figura 15 - Distribuição de idades dos transformadores de potência do parque avaliado</i>	82
<i>Figura 16 - Distribuição de Potências, em MVA, dos transformadores do parque avaliado</i>	83
<i>Figura 17 - Curvas de Carga Médias Diárias (pu)</i>	84
<i>Figura 18 - Diagrama de blocos do Índice de Saúde Aprimorado (ISA), considerando dados de entrada, critérios de pontuação, ponderação e classificação.</i>	87
<i>Figura 19 - Curvas de Temperatura de Hot Spot</i>	88
<i>Figura 20 - Comparação entre os resultados obtidos para IS e ISA</i>	89
<i>Figura 21 - Resultados Gerais de IS versus ISA - índices resultantes na mesma faixa</i>	89
<i>Figura 22 - Resultados Gerais de IS versus ISA - índices resultantes em faixas diferentes</i>	90
<i>Figura 23 - Comparação IS e ISA para os transformadores em que esses índices resultaram diferentes com $ISA < IS$</i>	91
<i>Figura 24 - Comparação IS e ISA para os transformadores em que esses índices resultaram diferentes com $ISA > IS$</i>	91
<i>Figura 25 - Resultados para AGD para os transformadores com ISA e IS em faixas diferentes</i>	92
<i>Figura 26 - Resultados para FQO para os transformadores com ISA e IS em faixas diferentes</i>	92
<i>Figura 27 - Resultados para HC para os transformadores com ISA e IS em faixas diferentes</i>	93
<i>Figura 28 - Resultados para PV para os transformadores com ISA e IS em faixas diferentes</i>	93
<i>Figura 29 - Carregamentos mensais de todos os transformadores cujas nota para o critério Histórico de Carregamento (HC) resultou menor ou igual a dois</i>	94
<i>Figura 30 - Comparação entre as três metodologias mais simples para obtenção da correção da resistência dos enrolamentos do TP em relação à variação da frequência</i>	106
<i>Figura 31 - Espectros harmônicos aplicados</i>	107

<i>Figura 32 - Formas de onda das correntes distorcidas (pu x ms) aplicadas no TR95 para simulação da aplicação da metodologia do ISA em ambientes onde as formas de onda não são senoidais</i>	<i>108</i>
<i>Figura 33 - Curva de diária de carga média medida no transformador submetido à distorção</i>	<i>108</i>
<i>Figura 34 - Perfis de Temperatura Hot Spot para as Distorções Simuladas</i>	<i>109</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Constante da taxa de envelhecimento - B</i>	49
<i>Tabela 2 - Equações para os cálculos das elevações de temperatura necessárias para a obter T_{hst}</i>	52
<i>Tabela 3 - Comparativo de expoentes para cálculo de temperatura no transformador.</i>	54
<i>Tabela 4 - Valores de referência da vida normal de isolamento para um sistema bem seco e sem oxigênio para a temperatura de referência de 110 °C</i>	56
<i>Tabela 5 - Gases gerados por faltas elétricas</i>	59
<i>Tabela 6 - Interpretação dos resultados da AGD segundo a NBR 7274/2011</i>	61
<i>Tabela 7 - Normas para ensaios física químicos do óleo</i>	62
<i>Tabela 8 - Efeitos relacionados aos compostos furânicos</i>	65
<i>Tabela 9 - Critério de Pesos e Pontuações do Indexador de Saúde</i>	69
<i>Tabela 10 - Fatores de pontuação e peso para AGD</i>	71
<i>Tabela 11 - Avaliação do transformador baseado no fator AGD</i>	72
<i>Tabela 12 - Pontuação e Pesos do FQO</i>	72
<i>Tabela 13 - Avaliação do transformador baseado no fator FQO</i>	73
<i>Tabela 14 - Categorias que agrupam as medições do histórico de carregamento</i>	73
<i>Tabela 15 - Avaliação dos transformadores baseado no HC</i>	74
<i>Tabela 16 - Avaliação dos transformadores baseado no maior fator de potência</i>	75
<i>Tabela 17 - Tabela de Pontuação de acordo com Análise do Histórico de Manutenção</i>	75
<i>Tabela 18 - Índice de Saúde (IS) e Expectativa de Vida de Transformadores de Potência</i>	76
<i>Tabela 19 - Avaliação dos transformadores baseado no PV</i>	86
<i>Tabela 20 - Pesos e Pontuações para o Índice de Saúde Aprimorado (ISA)</i>	86
<i>Tabela 21 - Índice de Saúde (IS) e ESTADO do transformador</i>	87
<i>Tabela 22 - Equações para obtenção das perdas no cobre o no ferro de transformadores submetidos a tensões e/ou correntes distorcidas</i>	105

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

TP	<i>Transformador de Potência</i>
IS	<i>Índice de Saúde</i>
ISA	<i>Índice de Saúde Aprimorado</i>
FT	<i>Funções de Transmissão</i>
RAP	<i>Revisão Periódica das Receitas</i>
PVP	<i>Parcela Variável Permitida</i>
PV	<i>Perda de Vida</i>
AGD	<i>Análise de Gases Dissolvidos</i>
FQO	<i>Fator de Qualidade de Óleo</i>
HC	<i>Histórico de Carregamento</i>
CDC	<i>Comutador de Derivação em Carga</i>
ONAN	<i>Óleo Natural Ar Natural</i>
ONAF	<i>Óleo Natural Ar Forçado</i>
OFAF	<i>Óleo Forçado Ar Forçado</i>
ODAF	<i>Óleo Direcionado Ar Forçado</i>
ONWN	<i>Óleo Natural Água Natural</i>
ONWF	<i>Óleo Natural Água Forçada</i>
OFWF	<i>Óleo Forçado Água Forçada</i>
ODWF	<i>Óleo Direcionado Água Forçada</i>
H₂	<i>Hidrogênio</i>
CH₄	<i>Metano</i>
C₂H₆	<i>Etano</i>
C₂H₂	<i>Acetileno</i>
C₂H₄	<i>Etileno</i>
CO₂	<i>Dióxido de Carbono</i>
CO	<i>Monóxido de Carbono</i>
CG	<i>Cromatografia Gasosa</i>
CGL	<i>Cromatografia Gás-Líquido</i>
Cu₂S	<i>Sulfeto de Cobre</i>
DBDS	<i>Dibenzildisulfeto</i>
TTA	<i>Tolutriazol</i>
GP	<i>Grau de Polimerização</i>
C₄H₄O	<i>Furano</i>
5H2F	<i>5 hidroximetil-2furfural</i>
2FOL	<i>Álcool furfúrico ou 2-furfurol</i>
2FAL	<i>Furfural ou furfuraldeído ou furaldeído</i>
5M2FAL	<i>5 metil – 2 furfural</i>
2ACF	<i>2 acetilfurano pu 2 furil-metil-cetonaou ácido furóico</i>
ADM	<i>Análise de dados de manutenção</i>
DHT	<i>Distorção Harmônica Total</i>

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	17
1.1 Considerações Iniciais	17
1.2 Estado da Arte	18
1.3 Relevância do Tema	23
1.4 Objetivos do Trabalho	26
1.5 Estrutura do trabalho	27
CAPÍTULO 2 – FATORES QUE INFLUENCIAM NA SAÚDE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	29
2.1 Considerações Iniciais	29
2.2 Fundamentos e Funcionamento Básico dos Transformadores de Potência	29
2.3 Parte Ativa	34
2.4 Acessórios do transformador	38
2.5 Sistema de Preservação do Óleo Isolante	41
2.6 Sistema de Isolação	41
2.7 Sistema de Refrigeração	43
2.8 Avaliação da Saúde do Equipamento	44
2.9 Considerações Finais	45
CAPÍTULO 3 – MODELOS PARA ESTIMATIVA DE SAÚDE DE TRANSFORMADORES EM POTÊNCIA	47
3.1 Considerações Iniciais	47
3.2 Perda de Vida Versus Temperatura de <i>Hot Spot</i>	47
3.3 Análises Comuns do Óleo Isolante	57
3.4 Análise Furfural	63
3.5 Índice de Saúde	66
3.6 Análise Estatística de Falhas	76
3.7 Análise Combinada (Estatística + Indexação de Saúde)	78
3.8 Considerações Finais	80
CAPÍTULO 4 – PROPOSTA DE NOVA METODOLOGIA PARA DIAGNÓSTICO DE SAÚDE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA CONSIDERANDO A DETERIORAÇÃO DA ISOLAÇÃO	81
4.1 Considerações Iniciais	81
4.2 Parque de Transformadores de Potência Avaliado	81
4.3 Índice de Saúde Aprimorado (ISA)	84

4.4	Avaliação diagnóstica do parque de TPs	87
4.5	Considerações Finais	94
CAPÍTULO 5 – INCLUSÃO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA NA NOVA METODOLOGIA DE DIAGNÓSTICO DE SAÚDE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA CONSIDERANDO DETERIORAÇÃO DA ISOLAÇÃO		97
5.1	Considerações Iniciais	97
5.2	Temperatura de <i>Hot Spot</i> considerando a distorção harmônica	97
5.3	ISA considerando a distorção harmônica	106
5.4	Considerações Finais	110
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES		113
6.1	Discussão e Conclusões	113
6.2	Trabalhos Futuros	115
REFERÊNCIAS		117

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Transformadores são equipamentos fundamentais na gestão do sistema elétrico, pois, além do seu funcionamento normal e sem falhas ser decisivo para manter os sistemas de transmissão de energia funcionando de forma contínua e confiável, representam uma parte significativa dos investimentos realizados na sua implantação. A perda operacional destes equipamentos pode causar impacto relevante para as operadoras do sistema, tanto do ponto de vista de qualidade do serviço prestado, quanto do ponto de vista de elevação de custos [1, 2].

O foco deste trabalho são os transformadores de potência, que serão chamados ao longo do texto, por simplicidade, de TP's, e que são equipamentos destinados a aplicações em altas potências, localizados em grandes subestações de energia elétrica.

O risco da ocorrência de falha nesses equipamentos está inerentemente relacionado à sua condição técnica, que pode ser estimada através de metodologias de diagnósticos que avaliam suas condições de operação [1].

Assim, algoritmos de diagnósticos podem ser empregados para melhorar os critérios de gestão desses ativos. A hipótese básica rege que caso um transformador de potência esteja em serviço e funcionando normalmente, então pode permanecer em serviço. Caso o TP apresente sintomas de defeito, então a sua permanência ou não em serviço depende das respostas de uma série de perguntas. Quanto custa o risco da sua permanência em serviço? O problema pode ser resolvido? A relação de custo e benefício da intervenção justifica o investimento necessário? Desta forma, os algoritmos de diagnósticos devem permitir que sejam realizadas avaliações tanto de maneira preventiva, quanto em necessidade de reabilitação [2, 3, 4].

Neste contexto, uma metodologia de diagnóstico convencionalmente utilizada para avaliar a condição técnica geral e operacional de transformadores de potência ao longo do tempo é a denominada Índice de Saúde (IS). Esse tipo de avaliação é baseada em uma coletânea de testes e ensaios de rotina que possuem complexidades variadas, em que os resultados são representados por meio de uma sistemática de pontuação, e classificados para

estimar o estado geral do transformador de potência [2]. Além disso, os algoritmos de IS podem ser implementados de diferentes formas, empregando desde sistemas especialistas baseados em experiências específicas de empresas locais [4, 5] até sistemas baseados em modelos estatísticos [6, 7] ou ainda algoritmos inteligentes empregando lógica *Fuzzy* e redes neurais artificiais [8, 9].

Desta forma, este trabalho propõe uma metodologia de diagnóstico melhorada para estimar a saúde de transformadores de potência, denominada Índice de Saúde Aprimorado (ISA), considerando a união de duas linhas de desenvolvimento. A primeira linha de desenvolvimento envolve a criação de um novo e inédito critério para diagnosticar a condição da isolação sólida do transformador, que leva em consideração a deterioração em função do carregamento diário e não , como ocorre na metodologia IS convencional. Este novo fator diagnóstico é baseado nas normas internacionais IEEE C57.91/2011 [10] e IEC 60354/1991 [11] e na norma brasileira NBR5356- Parte 7/2016 [12], e permite estimar a degradação da isolação da unidade “em serviço”. A segunda linha de desenvolvimento propõe a diminuição na quantidade de fatores diagnósticos utilizados para a obtenção do Índice de Saúde (IS), utilizando as análises físico-químicas e análises resultantes de cromatografia gasosa do óleo, na forma de dois fatores chamados, respectivamente, Fator de Qualidade do Óleo (FQO) e Análise de Gases Dissolvidos (AGD), e as curvas diárias de carga, em pu, de cada TP. Assim, permitindo que a investigação do estado de saúde do TP possa ser realizada sem a necessidade de desligamento da unidade e com custo minimizado, tornando o processo menos complexo e mais barato. Além disso, minimizando o ciclo de obtenção de estimativas para os índices de saúde e permitindo a atuação na gestão do ativo (TP) de forma mais periódica.

1.2 Estado da Arte

Considerando a importância do TP em sistemas de distribuição de energia elétrica, diversas metodologias de diagnóstico para determinação das condições de saúde de TP foram propostas na literatura visando melhorar a gestão operacional planejada de manutenções e substituições [1-15].

Através da identificação dos mecanismos de falha e degradação possíveis e relevantes em TP, juntamente com suas consequências e implicações práticas, um modelo para obtenção de um IS considerando vinte e dois fatores diagnósticos típicos foi proposto em [2]. Os fatores de diagnóstico estão baseados em análises de óleo (análise de gases dissolvidos e análises físico-químicas), análises de dados de manutenção, resultados de testes elétricos e magnéticos (resistência, reatância, polaridade e fator de potência) e recomendações do IEC e do IEEE quanto aos resultados dessas análises. O algoritmo proposto é de fácil utilização e se baseia em um sistema de pontuação que avalia a saúde do transformador em um intervalo da melhor (100%) para a pior condição (0%), em que 100% representa a condição mais saudável e menos do que 25% representa o mau estado. Além disso, de acordo com a importância de cada fator analisado é atribuído um fator de ponderação, sendo o índice de saúde geral calculado pela soma dos produtos das pontuações e fatores de ponderação de cada fator de diagnóstico. Trata-se de um algoritmo abrangente e flexível que possibilita a modificação dos fatores de diagnóstico e suas ponderações conforme a disponibilidade de dados e as necessidades das empresas, ou a sua adaptação para cenários de diferentes países. No entanto, o algoritmo necessita de um elevado número de fatores diagnósticos e ainda requer a parada do transformador para realizar determinados testes elétricos e magnéticos.

Em [13] foi realizado um estudo em que inicialmente se identificam as falhas predominantes dos componentes do TP por meio de uma análise estatística para, através dos resultados, propor uma abordagem de IS. A análise estatística foi realizada no período entre 2003 e 2013, em que 343 falhas foram registradas nos TPs analisados. Foram analisados transformadores de uma distribuidora de energia local responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em 32 distritos do estado Tamil Nadu na Índia. A potência dos transformadores estava na faixa de 10 a 315 MVA, e a faixa de tensão era de 33–400 kV. Como resultado foram identificadas as causas de falhas principais e secundárias de cada componente do transformador e, a partir daí foram propostas as entradas mais relevantes para a obtenção do índice de saúde (IS). Através de onze ensaios diferentes, ponderados através de um peso que varia de 1 a 5 de acordo com a importância da falha, o índice de saúde (IS) resultante classifica os transformadores em bom, regular e ruim e sugere ações de manutenção. Para ilustrar a proposta um estudo de caso com sete transformadores de energia foi apresentado e os resultados mostraram que o índice de saúde proposto foi eficiente para

diagnosticar a saúde das unidades. Entretanto, assim como o algoritmo de IS proposto em [2], requer um elevado número de fatores diagnósticos e a necessidade de desligamento da unidade para efetuar boa parte dos ensaios.

Com o objetivo de contornar a exigência do número elevado de fatores de diagnósticos requeridos no algoritmo de IS proposto em [2], um algoritmo para determinar o IS de TP utilizando apenas fatores de diagnóstico baseados em resultados de análises avançadas do óleo de transformador foi proposto em [1]. Especificamente, os fatores de diagnóstico empregados foram análises de gases dissolvidos, acidez, teor de água, fator de dissipação e tensão superficial e análise furfural. O algoritmo proposto foi aplicado para avaliar um grupo de 96 transformadores de potência, de 110 kV, com potências entre 10 e 25 MVA. Demonstrou equivalência com os resultados obtidos por meio do método especialista adotado como padrão, com a vantagem de não requerer para avaliação testes operacionais da parte ativa do TP, além dos testes de óleo. Trata-se de uma metodologia interessante para gestão dos transformadores, especialmente pelo fato de permitir a obtenção do IS sem a necessidade de desligamento das unidades, pois, utiliza somente testes de óleo. Entretanto, não assinala o devido peso para o isolamento sólido do enrolamento na determinação do IS do ativo na medida que não considera o desgaste devido ao fator de carregamento diário.

Devido à aderência com a natureza dos métodos de avaliação, uma grande variedade de algoritmos de IS baseados em lógica difusa foram propostos na literatura. Em especial, [8] e [9] abordam algoritmos que utilizam como fatores de diagnóstico as análises de cromatografia gasosa (análises de gases dissolvidos), as análises físico-químicas (acidez, teor de água, fator de dissipação e tensão superficial) e a análise furfural (2FAL) do óleo isolante do transformador. A análise do teor de furfuraldeído representa um índice de mérito importante que avalia diretamente a saúde do isolamento sólido, sendo maior quanto pior a condição do isolamento. Em ambos os casos, a utilização da lógica *Fuzzy*, por ser baseada em associações e não em limiares como a metodologia tradicional, segundo os proponentes, melhorou a eficiência do método o tornando computacionalmente simples e mais rápido. Os algoritmos destas famílias conservam a vantagem de poder serem aplicados sem a necessidade de desligamento da unidade de transformação. Entretanto, igualmente aos métodos discutidos anteriormente, ainda não contabilizam a degradação do isolamento sólido devido ao carregamento diário (atual) do transformador.

Um outro direcionamento para a avaliação das condições operacionais ou a possibilidade de falha do TP envolve a aplicação direta de métodos de estatística e probabilidade. Em [7] um estudo estatístico foi efetuado considerando uma população de cerca de 200 TPs de 110 kV e 150 kV, com potência nominal entre 15 MVA e 175 MVA e idade média de 29 anos. O comportamento de falha dos transformadores foi analisado de diferentes maneiras utilizando a ferramenta de distribuição de probabilidade contínua conhecida como *Distribuição de Weibull*. As análises foram realizadas em função das idades dos TPs, ajustando os parâmetros do modelo para toda a população de transformadores que falharam ou particularizando os parâmetros em relação a determinados modos de falhas, como, por exemplo, aqueles que tiveram falhas em comutadores. Para todas as populações analisadas, a conclusão foi que é possível estimar o número de falhas esperadas no futuro. Todavia, deve-se sempre considerar a influência da presença de *outliers*, que são valores atípicos que apresentam uma grande divergência dos demais da série, o que não é possível estimar ou conhecer com exatidão. Dessa forma, como qualquer método estatístico, o limitante para a qualidade dos resultados é o tamanho do conjunto de dados disponível para avaliação (amostra). Assim, trata-se de uma modelagem que não demonstra razoável viabilidade de ser generalizada para estimar a condição de saúde na situação “em serviço”.

Em [14], pondera-se que a probabilidade da falha de um transformador de potência é fortemente dependente da sua condição operacional, assim uma visão estatística das falhas com base apenas no envelhecimento físico não parece razoável a ser generalizada para a situação “em serviço” das unidades, bem como uma metodologia com foco somente na avaliação do índice de saúde não fornece um valor de probabilidade de falha necessário para a avaliação de vida e segurança no planejamento centralizado de um transformador de potência. Dessa forma, cada uma das técnicas, individualmente não seria capaz de apresentar resultados suficientes para os operadores classificarem a condição dos transformadores dentro da rede e terem segurança no planejamento de manutenção e substituição. Assim, uma modelagem híbrida que usa uma combinação das duas metodologias (visão estatística e IS) foi proposta em [14]. Basicamente, a proposta emprega um modelo matemático (gráfico) baseado em um banco de dados que relaciona índices de saúde com idades. Uma vez que o valor do índice de saúde de um transformador é calculado por meio das inspeções de campo e testes, o valor da idade ajustada que corresponde ao mesmo é utilizado em vez da idade

cronológica. As idades ajustadas dos TPs são aplicadas em um modelo estatístico de probabilidade de falha para a determinação do valor “real” da probabilidade de falha. Os resultados obtidos demonstraram que a adoção do tempo de serviço como o único fator de determinação de taxa de falha seria inválida para estudos de confiabilidade. Na realidade, a taxa de falha deve ser relacionada com a condição técnica, avaliada através uma coletânea de inspeções e testes realizados rotineiramente pelos proprietários nos TPs ativos. Neste caso, a metodologia híbrida proposta apresenta as mesmas limitações da modelagem puramente estatística, requerendo volume e qualidade de amostras para que o resultado seja confiável. Ainda, para utilização do modelo híbrido resultante, o IS deve ser calculado, recaindo em qualquer um dos casos anteriores.

Experiências específicas também foram utilizadas para a composição de algoritmos de IS, tais como, o sistema especialista canadense descrito em [4]. O sistema emprega uma abordagem multicritérios baseado na modelagem apresentada em [2], porém, a avaliação da condição de saúde dos transformadores é concretizada desconsiderando os dados de manutenção. A justificativa para tal simplificação é que em muitos casos os ativos (TP) que estão em péssimas condições podem ser devolvidos em boas condições pela ocorrência de manutenção, e, que no desenvolvimento de um plano de capital para substituição de ativos, os itens que podem devem ser mantidos em operação. Portanto, podendo ser removidos da formulação do IS. Tal observação é bastante relevante, pois, quanto menor o número de fatores de diagnósticos for utilizado na obtenção do IS, menor o tempo operacional demandado para sua aquisição e menor poderá ser o intervalo para obtenção de uma nova estimativa pelo IS.

Do ponto de vista de regulamentações, as normas nacionais e internacionais [10-12] consideram que a condição operacional do TP e sua consequente probabilidade de falha estão intimamente relacionadas ao efeito do carregamento no aumento da temperatura. O funcionamento do TP é essencialmente influenciado pelas propriedades dos materiais isolantes empregados na sua construção, que devem manter as características dielétricas durante toda a vida útil. No tocante ao envelhecimento do isolante sólido, os guias estabelecem a relação entre o processo de deterioração do isolamento com o tempo e a temperatura a que o transformador está submetido.

Os métodos utilizados para calcular as temperaturas internas dos transformadores em [10, 11, 12], de um modo geral, representam seu comportamento térmico por um modelo de primeira ordem. Tal modelo considera simplificações como, por exemplo, assumir que o perfil de temperatura do óleo dentro do tanque aumenta linearmente desde o fundo até o topo, ou considerar que a diferença entre a temperatura do enrolamento e a temperatura do óleo é constante ao longo do enrolamento. Tais perfis de temperatura, dependem das reais condições de operação do transformador como, fluxo interno do óleo, tipo de ventilação, entre outros fatores como vento e radiação solar, por isso, o modelo térmico apresentado nas normas é relativamente simples e pode ser fonte de erros [15]. Entretanto, é o método mais usado e apresenta resultados confiáveis para transformadores em operação [16].

1.3 Relevância do Tema

O custo médio de TPs depende diretamente da classe de tensão e da potência nominal, porém no Brasil envolvem valores da ordem de alguns milhões de reais (R\$). De acordo com estimativas obtidas por meio de consultas à fabricantes em julho de 2020, as faixas de valores estão entre R\$ 1.950.000,00 e R\$ 3.900.000,00 para potências variando entre 5 MVA e 50 MVA, e tensões variando entre 11,4 kV e 34,5 kV na média e 138 kV ou 230 kV (para as potências maiores, 40 MVA e 50 MVA) na alta.

As empresas concessionárias de subestações transmissão de energia possuem um grande número desses equipamentos instalados. Assim, uma manutenção não programada ou a perda operacional de uma unidade não só comprometem a confiabilidade do sistema elétrico, mas geram custos adicionais que podem alcançar valores tão elevados quanto o custo da unidade.

Os impactos financeiros da sua indisponibilidade variam segundo a importância do equipamento no sistema de energia e seu valor, Existem legislações diferenciadas e específicas para transformadores de transmissão e de geração, com diferenças significativas entre si.

As companhias de transmissão no Brasil são remuneradas pela disponibilidade da capacidade de seus ativos, ou seja, com base na disponibilidade dos equipamentos e linhas de transmissão, chamados de funções de transmissão (FT), independentemente da quantidade

de energia elétrica transmitida. Por outro lado, as companhias também são penalizadas pelas indisponibilidades ocasionadas tanto por manutenções preventivas quanto por falhas eventuais, através da revisão periódica das receitas permitidas (RAPs). A RAP é realizada de forma periódica pela agência reguladora vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com o intuito de induzir a operação eficiente das transmissoras [17, 18].

Os períodos de desligamentos podem ser penalizados de acordo com o intervalo de tempo até a intervenção, contado desde a solicitação, ou de acordo com a duração e frequência dos desligamentos, e variam com o valor do pagamento base da FT. São contabilizados através de uma parcela variável (PVP) deduzida da RAP, e podem variar em 10 vezes entre manutenções programadas ou de urgência [18, 19].

As regras para as concessionárias de geração possuem uma maior flexibilidade, pois, a indisponibilidade dos ativos de geração, podem afetar a energia assegurada e o montante de energia disponível para negociação, submetidos as regras específicas do mercado de energia [18].

Entre os critérios que devem ser observados para uma boa gestão da saúde e da vida útil de um transformador estão o técnico (operacional), o econômico (financeiro) e o estratégico (custo/benefício) [3].

Do ponto de vista operacional, é possível quantificar a condição do transformador através da indexação de saúde. O princípio geral da criação de um índice de saúde envolve uma sistemática de pontuação objetiva e quantitativa aplicada em resultados de observações operacionais, inspeções e testes de campo e laboratório para fornecer um índice de mérito que estima a saúde geral do ativo [2].

Cada um dos fatores de diagnósticos possui um fator de ponderação/peso, a depender de sua importância na possibilidade de o transformador apresentar falha ou não. Assim, de acordo com o resultado da análise realizada para cada um dos fatores diagnósticos utilizados na composição do IS, o critério é classificado em faixas (A, B, C, D ou E) e sua pontuação correspondente (4, 3, 2, 1, 0) é multiplicada pelo seu respectivo peso. Por conseguinte, os resultados são somados e divididos pela soma dos pesos.

Em todos os algoritmos propostos para obtenção do índice de saúde, entre os critérios diagnósticos com pontuações mais relevantes, estão aqueles relacionados à degradação da isolação do transformador: análise de gases dissolvidos (AGD), fator de qualidade do óleo (FQO) e histórico de carregamento (HC).

No comportamento e confiabilidade do transformador a degradação do papel é tão importante que muitas vezes o entendimento de tempo de vida útil do transformador se mistura com o tempo de vida do seu isolamento sólido [10].

Atualmente, nos algoritmos de IS a degradação do isolamento sólido é medida pelo fator HC, que utiliza os registros dos picos mensais de carga para classificar os transformadores fortemente carregados com baixas notas e transformadores com carregamento leve com altas pontuações. Entretanto, este critério não leva em consideração a duração desses picos de carga, apenas sua amplitude. Dessa forma, pode acontecer de um equipamento ser submetido a muitos picos de curta duração no período analisado, mas que não afetem sobremaneira a sua isolação por serem de curtíssima duração.

A AGD fornece informações sobre os gases que são produzidos devido à deterioração do óleo e dos materiais isolantes sólidos do transformador cujas causas podem ser classificadas em três categorias: corona ou descarga parcial, aquecimento térmico e arco. Por exemplo, o gás hidrogênio é produzido devido ao efeito corona sobre óleo e celulose. Ou ainda, o aquecimento térmico de baixa temperatura pode levar à produção de metano e etano, enquanto o aquecimento térmico de alta temperatura é responsável pelas produções de etileno e hidrogênio, além do metano e etano. O acetileno é produzido apenas a altas temperaturas e na presença de um arco. A degradação térmica da celulose produz gás carbônico em baixa temperatura e monóxido de carbono em alta temperatura [2].

Desta forma, a AGD fornece informações indicando se o transformador foi submetido a uma sobrecarga, com uma eficiência maior que o HC considerando que este leva o fator tempo em consideração.

O novo fator diagnóstico proposto no presente trabalho, denominado perda de vida (PV), substitui o fator HC na observação do esforço do isolante sólido do enrolamento. O PV leva em consideração se no dia a dia o transformador está sendo solicitado além da sua capacidade através do seu carregamento médio diário. Permitindo apontar o para o

verdadeiro vilão no caso do isolamento do transformador que é a sua temperatura de funcionamento ao longo do tempo.

Não obstante, muitos dos fatores de diagnósticos utilizados no cálculo do índice de saúde dos algoritmos existentes são de difícil obtenção e até de custo elevado, pois necessitam do desligamento da unidade para serem executados, tais como, os ensaios elétricos e magnéticos como de resistência, reatância, ou de polaridade, por exemplo, entre outros [18, 20]. Dessa forma, a diminuição do número de fatores de diagnósticos e a utilização de um algoritmo em que os fatores empregados possam ser obtidos sem a necessidade de desligamento das unidades transformadoras não só melhora a eficácia da técnica como a torna mais acessível, mais rápida e mais barata.

Neste contexto, justifica-se a investigação das metodologias de indexação de saúde existentes e a proposição de uma nova metodologia de IS aprimorada mais consistente para o diagnóstico eficiente da saúde dos transformadores. Especificamente, propondo uma IS aprimorada baseada em um critério que pondera a degradação do isolamento sólido levando em consideração seu funcionamento diário e não apenas em sobrecargas ocasionais, e que utilize menos fatores na composição do IS. Por conseguinte, permitindo a obtenção de sucessivos diagnósticos de IS em um intervalo menor e com um menor custo.

1.4 Objetivos do Trabalho

Observa-se que a temática da determinação da condição da saúde de transformadores de potência tem vasto histórico de exploração na literatura, abrangendo normas, todavia, devido à sua complexidade constata-se que investigações adicionais são ainda necessárias.

Dessa forma, o presente trabalho, inicialmente discute as metodologias existentes de medição do envelhecimento dos componentes elétricos dos transformadores de potência, com o intuito de buscar embasamento técnico/científico para abordagem de algoritmos de estimação de saúde neste equipamento.

Como objetivo principal, o trabalho propõe a inovação em uma metodologia de índice de saúde, reduzindo o número de fatores de diagnósticos necessários para sua obtenção e propondo um novo e inédito fator diagnóstico para observar a degradação do isolante sólido do enrolamento, chamado de PV.

Os fatores de diagnósticos empregados são apenas os de fácil aquisição, tais como, análise de gases e análises físico-químicas do óleo, que não fazem necessário o desligamento da unidade para serem obtidos e são de baixo custo.

O novo e inédito fator diagnóstico proposto, PV, permite considerar o estado do isolamento sólido através de uma modelagem matemática que considera a curva diária de carga do transformador, tornando assim o índice obtido mais eficiente além de mais barato.

1.5 Estrutura do trabalho

Com a finalidade de atingir os objetivos listados anteriormente, este trabalho apresenta-se organizado em capítulos, como segue.

O CAPÍTULO 2 – FATORES QUE INFLUENCIAM NA SAÚDE DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA apresenta estudos relacionados com os fatores operacionais e de degradação que influenciam diretamente na saúde e na vida útil dos transformadores de potência.

O CAPÍTULO 3 – MODELOS PARA ESTIMATIVA DE SAÚDE EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA apresenta e compara uma coletânea de modelos e normas de estimativa de vida útil de transformadores de potência, como são utilizados, quais são as variáveis consideradas e quais as suas vantagens e desvantagens.

O CAPÍTULO 4 – PROPOSTA DE NOVA METODOLOGIA PARA DIAGNÓSTICO DE SAÚDE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA CONSIDERANDO DETERIORAÇÃO DA ISOLAÇÃO discorre a proposta de um novo modelo que possui o intuito de agregar os aspectos vantajosos dos modelos abordados neste trabalho (Capítulo 3). Um estudo de caso considerando o confronto direto com a metodologia padrão IS e uma base de dados relacionada com 204 transformadores de potência é apresentado visando a corroborar o potencial da nova abordagem do modelo proposto.

O CAPÍTULO 5 – INCLUSÃO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA NA NOVA METODOLOGIA DE DIAGNÓSTICO DE SAÚDE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA CONSIDERANDO DETERIORAÇÃO DA ISOLAÇÃO apresenta a fundamentação técnica e a metodologia de aprimoramento da nova metodologia de diagnóstico de saúde de TPs proposta para a inclusão da contabilização das distorções harmônicas.

Por fim, o CAPÍTULO V – DISCUSSÕES E CONCLUSÃO tem como objetivo apresentar as principais discussões e conclusões envolvidas nos estudos apresentados nos capítulos que formam o corpo deste trabalho, além de apresentar as sugestões para trabalhos futuros no intuito de colaborar com a melhoria da gestão das unidades transformadoras de potência.

CAPÍTULO 2 – FATORES QUE INFLUENCIAM NA SAÚDE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

2.1 Considerações Iniciais

Um transformador é um dispositivo destinado a transformar tensões, correntes e impedâncias, que opera em corrente alternada, baseado nos princípios da Lei de Faraday. Essencialmente, para o seu funcionamento, requer apenas que haja um fluxo magnético comum, variável no tempo e que enlace dois enrolamentos [21].

Os transformadores podem ser de distribuição, com potências na ordem de kVA's, ou de força, com potências na ordem de MVA's. A denominação de transformador de potência é normalmente adotada para os transformadores de força, designando aqueles transformadores com potências mais elevadas e diferenciando os transformadores de distribuição [21, 22].

O presente capítulo apresenta estudos sobre os principais fatores que influenciam na saúde dos transformadores de potência e que podem acelerar sua perda operacional.

2.2 Fundamentos e Funcionamento Básico dos Transformadores de Potência

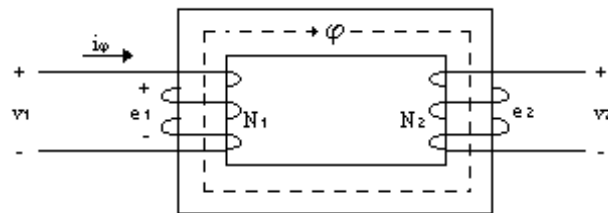
Essencialmente, um transformador é constituído por dois ou mais enrolamentos concatenados por um campo magnético mútuo. O enrolamento que recebe energia da rede é chamado de enrolamento primário, e o que alimenta a carga é chamado de enrolamento secundário. Uma vez que se aplica uma tensão alternada ao enrolamento primário será produzido um fluxo alternado cuja amplitude dependerá da tensão e número de espiras do primário. O fluxo mútuo concatenar-se-á com o enrolamento secundário e induzirá uma tensão cujo valor dependerá do seu número de espiras [21].

Assim, o funcionamento do transformador, exige a existência de fluxo mútuo alternado concatenado com os dois enrolamentos, sendo uma utilização do conceito de indutância. O caminho para este fluxo mútuo é definido por meio de um núcleo feito de material ferromagnético de alta permeabilidade, que determina as dimensões, a capacidade e introduz as limitações no desempenho do transformador.

Teoricamente, e de forma simplificada, pode-se afirmar que o fenômeno existente em um transformador é baseado no princípio da indução eletromagnética mútua. Na Figura 1 observa-se que ao se aplicar uma tensão v_1 alternada ao primário, circulará por este enrolamento uma corrente i_φ alternada que por sua vez dará condições ao surgimento de um fluxo magnético alternado, φ . A maior parte do fluxo ficará confinado ao núcleo, uma vez que é este o caminho de menor relutância. Este fluxo originará uma força eletromotriz (f.e.m.) e_1 no primário e e_2 no secundário, proporcionais ao número de espiras dos respectivos enrolamentos, N_1 e N_2 , segundo a relação de transformação dada em (1).

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (1)$$

Figura 1 - Figura exemplificando funcionamento resumido de um transformador



Fonte: Próprio Autor

Considerando que as tensões aplicadas são praticamente iguais às *f.e.m* induzidas, pode-se escrever (2).

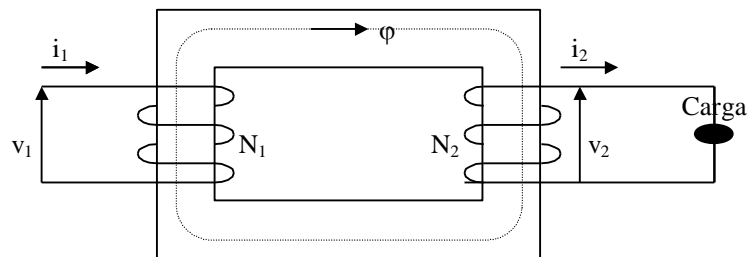
$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2)$$

Assim, um transformador ideal transforma as tensões na relação direta do número de espiras dos respectivos enrolamentos.

Considere-se agora que o transformador ideal da Figura 1 alimente uma carga, conforme mostrado na Figura 2.

Nessas condições, estão presentes no secundário uma corrente i_2 e uma força magnetomotriz ($f.m.m$) N_2i_2 . A menos que esta $f.m.m$ do secundário seja contrabalançada no primário, o fluxo no núcleo será radicalmente mudado e o equilíbrio entre tensão aplicada e a força contra eletromotriz ($f.c.e.m$) no primário será perturbado, de modo que, no primário devem estar presentes uma $f.m.m$ e uma corrente i_1 compensadoras, conforme (3). Assim, um transformador ideal transforma as correntes na razão inversa do número de espiras nos respectivos enrolamentos.

Figura 2 - Transformador ideal alimentando uma carga genérica



Fonte: Próprio Autor

$$N_1 i_1 = N_2 i_2 \rightarrow \frac{N_1}{N_2} = \frac{i_2}{i_1} \quad (3)$$

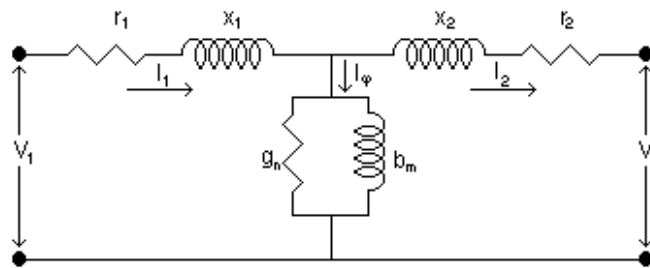
Num transformador real, devem ser consideradas, em grau maior ou menor, na maioria das análises de desempenho de transformadores, as divergências das propriedades ideais mencionadas anteriormente. Uma teoria mais completa leva em conta os efeitos das resistências dos enrolamentos, da dispersão magnética e da corrente de excitação. O transformador real, portanto, é equivalente a um transformador ideal mais impedâncias externas [21].

A partir de (2) e (3) é possível demonstrar que a relação entre as impedâncias dos enrolamentos primário e secundário é dada por (4).

$$Z_1 = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_2 \quad (4)$$

O circuito elétrico equivalente para análise de um transformador real é mostrado na Figura 3, onde $(r_1 + jx_1)$ e $(r_2 + jx_2)$ são as impedâncias de dispersão dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente, e $(g_n + jb_m)$ é a admitância do ramo de excitação. É importante observar que as tensões, correntes e impedâncias, necessariamente, podem ser referidas ao mesmo lado do transformador (primário ou secundário), permitindo a análise do circuito e a obtenção do comportamento do mesmo.

Figura 3 - Circuito equivalente de um transformador real



Fonte: Próprio Autor

Na prática, para cumprir sua função, um transformador de potência ainda necessita de uma série de acessórios e componentes que possibilitem sua operação. É necessário que exista controle de temperatura, estanqueidade e que os parâmetros especificados em projeto sejam mantidos durante o seu funcionamento. Para se ter uma visão geral e simplificada de um transformador de potência, a Figura 4 mostra os seus componentes principais, que podem ser divididos em: parte ativa, acessórios, sistema de preservação de líquido isolante, sistema de isolamento e sistema de refrigeração [18].

A parte ativa do transformador é responsável pela transformação de tensão por meio do fenômeno da indução eletromagnética, sendo composta pelo núcleo magnético e enrolamentos, numerados como 1 e 2 na Figura 4.

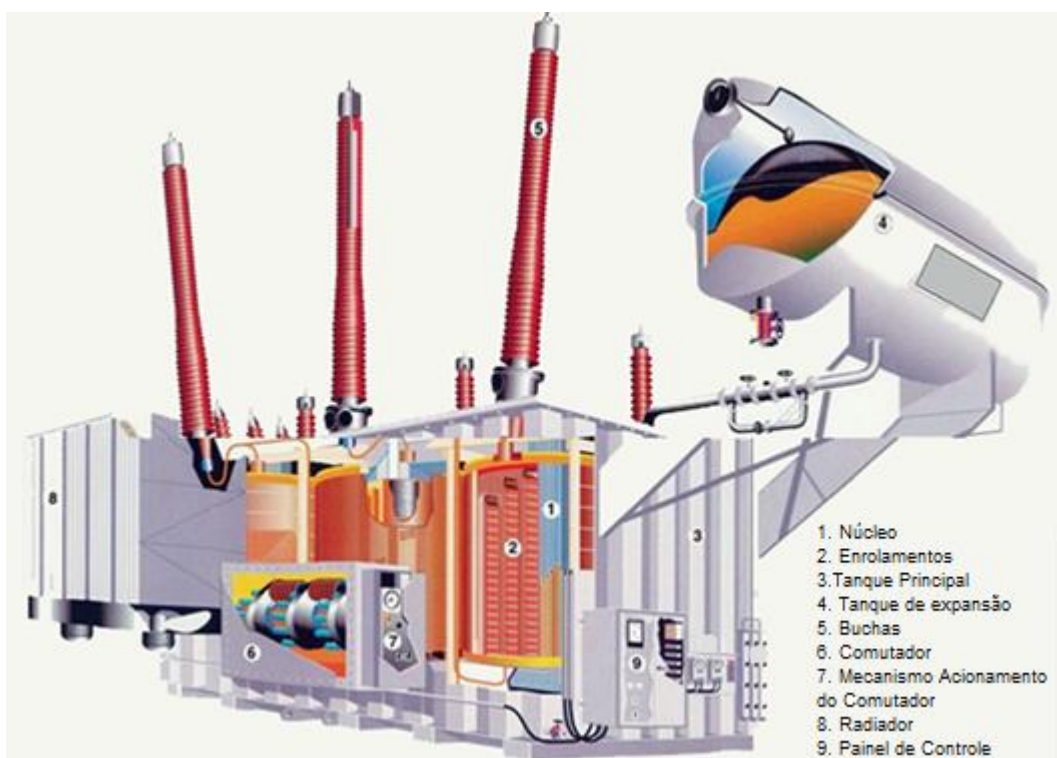
Entre os acessórios de um transformador estão:

- Buchas, elementos responsáveis por interligar e isolar os enrolamentos e o sistema elétrico, indicadas com o número 5 na Figura 4.

- Comutador de derivação em carga (CDC), indicado com o número 6 na Figura 4, é responsável pelo controle de tensão possibilitando a adequação do transformador às condições sistêmicas necessárias para operação.

- Indicadores de grandezas monitoráveis como, por exemplo, de temperatura e nível de óleo, que podem ser locais ou remotos; de proteções intrínsecas, que atuam para o desligamento da unidade quando ocorrem falhas internas como o relé *buchholz*, que atua quando existe formação de gases internos, ou até sistemas mais complexos de supervisão de grandezas elétricas importantes para diagnósticos de falha do equipamento, tal como, ponto quente de enrolamento.

Figura 4 - Transformador de potência e seus componentes principais



Fonte: Cigré Brasil - Grupo de Trabalho A2.05 [18]

O sistema de preservação do líquido isolante é composto pelo tanque principal e tanque de expansão do óleo, respectivamente, números 3 e 4 da Figura 4, e demais sistemas de selagem dos tanques. Sua principal função é manter os menores níveis possíveis de umidade e oxigênio interno para evitar a oxidação da isolação.

O sistema de isolamento de um transformador convencional é realizado através de uma combinação entre papel (isolante sólido) e óleo mineral isolante (OMI), em alguns casos atualmente há uma combinação com óleo vegetal isolante (OVI) [18].

O sistema de refrigeração é realizado através de radiadores/trocadores de calor, número 8 na Figura 4, por onde circulam o líquido isolante através de motobombas quando projetados para refrigeração forçada.

2.3 Parte Ativa

2.3.1 Perdas

Entende-se que durante o seu funcionamento os transformadores perdem uma parte da potência que seria destinada à carga na sua parte ativa, seja nos seus enrolamentos ou no núcleo.

Assim, existem basicamente dois tipos de perdas ativas em transformadores: perdas em carga, ou em curto-circuito (nos enrolamentos) e perdas em vazio (no núcleo).

A. Perdas no núcleo

Um transformador operando sob condições senoidais, com uma excitação de frequência, f , tem suas perdas totais no ferro dadas pela soma das perdas provocadas pela histerese do material magnético do núcleo, com aquelas causadas pelas correntes de *Foucault*, e podem ser calculadas através de (5).

$$P_{FE} = P_H + P_F = \eta \cdot f \cdot B_{max}^s + \lambda \cdot f^2 \cdot B_{max}^2 \quad (5)$$

Sendo:

- P_H as perdas provocadas pela histerese do material magnético do núcleo;
- P_F as perdas causadas pelas correntes de Foucault;
- η, λ constantes dependentes do material do núcleo;
- f a frequência do sinal aplicado;

- $B_{max} = \frac{\sqrt{2}}{NS\omega} V_0$ o valor máximo da densidade de fluxo magnético para uma tensão eficaz V_0 ;
- s um expoente, chamado de coeficiente de *Steinmetz*, que é dependente do material do núcleo. Para os materiais mais comumente usados s varia de 1,5 à 2,5. Para o ferrosilício seu valor é igual a 2,0.

B. Perdas nos enrolamentos

As perdas nos enrolamentos dos transformadores (P_J) são consideradas as perdas mais importantes para análise do desempenho térmico. A expressão de (P_J), dada por (6), é composta pela soma das perdas totais nos enrolamentos primários e enrolamentos secundários, com as perdas adicionais (P_{ADIC}). As perdas adicionais são compostas principalmente pelas perdas magnéticas e pelas perdas no cobre devido ao fluxo de dispersão [21].

$$P_J = P_J(p) + P_J(s) + P_{ADIC} = R(p) \cdot I^2(p) + R(s) \cdot I^2(s) + P_{ADIC} \quad (6)$$

De acordo [23], as perdas adicionais são oriundas de fugas do fluxo eletromagnético nos componentes do transformador, e são divididas em duas parcelas. A primeira, chamada de perdas por correntes parasitas, P_{EC} , que ocorre nos enrolamentos propriamente ditos, e outra que ocorre nas partes estruturais, tais como núcleo, carcaça e paredes do tanque, chamada de perdas suplementares, P_{OSL} . Essa última é geralmente de pequena magnitude, podendo ser desprezada sem grande prejuízo às perdas totais nos enrolamentos.

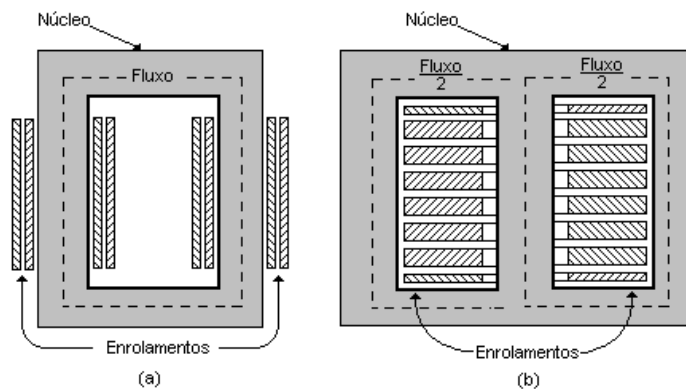
2.3.2 Aspectos Construtivos e de Saúde

A. Núcleo

Sua finalidade é prover o acoplamento magnético entre os enrolamentos do transformador, promovendo um caminho de baixa relutância para as linhas de força do campo magnético.

O núcleo dos transformadores de potência é constituído por material ferromagnético de alta permeabilidade, que contém em sua composição o silício, aspecto que lhe proporciona características excelentes de magnetização e perdas. Especificamente, o núcleo é constituído por chapas de aço silício laminadas a frio, para obter orientação dos grãos no sentido da passagem do campo e assim aumentar a permeabilidade magnética. Porém, como o silício é um material condutor, quando está sob a ação do fluxo magnético alternado permite o surgimento de correntes parasitas (correntes de Foucault). Para minimizar este efeito, o núcleo é construído através do empilhamento de chapas finas de aço silício isoladas através de uma camada bem fina de verniz (carlita) que as reveste apenas para que não haja contato. O empilhamento é feito de forma a obter uma seção transversal o mais circular possível para evitar concentrações de campo magnético nas pontas e cantos do núcleo [18, 21, 22].

Figura 5 - (a) Transformador tipo núcleo envolvido e (b) Transformador tipo núcleo envolvente



Fonte: Próprio Autor

Nos transformadores de potência, utilizam-se basicamente dois tipos de núcleo, o núcleo envolvido (*shell type*), em que os enrolamentos são colocados sobre as colunas do núcleo e o envolvem, e o núcleo envolvente (*core type*) em que os enrolamentos envolvem o respectivo circuito magnético. A Figura 5 ilustra exemplos dos dois tipos de núcleo em configuração monofásica. Os do primeiro tipo caracterizam-se por correntes menores e são normalmente utilizados em tensões maiores, as quais requerem muitas espiras e isolamento adequada para o maior nível de tensão. Enquanto os do segundo tipo caracterizam-se por correntes maiores, altas frequências e grande fluxo magnético e são indicados para tensões menores. Normalmente, são utilizados em transformadores monofásicos e utilizam menor quantidade de óleo isolante em relação aos transformadores com núcleo envolvido [18].

Devido ao transporte ou construção, as laminações do ferro do núcleo podem receber danos à camada de isolamento entre as lâminas, podendo levar a curtos-circuitos entre as lâminas, que resultariam em correntes de circulação e aquecimento [2].

B. Enrolamentos

Os enrolamentos de alta e baixa tensão são compostos por condutores de cobre envolvidos por material isolante, usualmente, papel kraft. O papel kraft é fabricado por meio de uma mistura de inúmeros tipos de fibras de celulose, que são encontradas na polpa da madeira, sendo um perfeito isolante elétrico e térmico, o que certifica maior funcionalidade, eficiência e segurança aos equipamentos nos quais estão instalados, impossibilitando que o aumento da temperatura interfira no funcionamento da máquina, causando danos e avarias. Normalmente são apoiados em discos isolantes de papelão e separados entre si por cilindros do mesmo material, pois, são bobinados em cilindros concêntricos, que são montados em colunas do núcleo [18].

Os transformadores podem possuir vários enrolamentos, porém mais comumente possuem dois: primário e secundário, ou três: primário, secundário e terciário.

Os parâmetros do enrolamento são determinados de acordo com as características do transformador para resultar em um projeto térmico aceitável, perdas em carga otimizadas, e ainda para suportar adequadamente as sobretensões e curtos-circuitos [18, 22].

Se for desejável obter a redução dos efeitos das correntes parasitas no condutor, mantendo uma seção transversal equivalente à de uma barra maciça, pode-se formar pacotes de fios de cobre, que são envolvidos por papel isolante (papel kraft), quase sempre de formato retangular [22].

Uma falha de enrolamento, normalmente um curto circuito entre espiras, é considerada a falha mais importante que um transformador de potência pode experimentar, e pode ser consequência de forças eletromecânicas produzidos por correntes elevadas, causadas a um raio, falha de aterramento ou operações de comutação. Tensões mecânicas também podem atuar no enrolamento, axial ou radialmente, causadas pelo fluxo de dispersão [2].

2.4 Acessórios do transformador

2.4.1 Buchas

As buchas fazem parte do sistema de conexão entre o transformador e o sistema elétrico em que o equipamento está conectado e têm importância fundamental na saúde desses equipamentos, pois, falhas neste componente podem trazer consequências como incêndio e explosão, que comprometem completamente a integridade do transformador [18].

Sua constituição básica é a de um condutor central que pode ser maciço ou em forma de tubo, dependendo da sua capacidade de condução de corrente, envolto por um capacitor de papel impregnado em óleo, chamado núcleo condensivo (*shields*). Este corpo é encapsulado por duas diferentes camadas de porcelana, uma para a parte que fica externa ao transformador e outra para a parte que fica interna, imersa no óleo isolante [18, 22].

Este é um acessório que pode exercer bastante influência sobre a saúde dos transformadores. Sua superfície de porcelana é muito afetada pela poluição do ar podendo apresentar arcos, aumentando a temperatura local, que também pode ser aumentada por conexões internas mal feitas. Outros defeitos, como lâminas do núcleo condensivo soltas ou danos físicos causados durante o transporte e/ou manutenção também podem afetar esse acessório. Lâminas soltas podem causar uma distribuição desigual do fluxo magnético, resultando em sobreaquecimento de áreas específicas e levando à formação de gás [2].

2.4.2 Comutador de derivação em carga (CDC)

O CDC é projetado para variar a relação de transformação do transformador enquanto está energizado e em carga, portanto, sem qualquer interrupção de energia. Esse processo é feito com dispositivos operados mecanicamente que selecionam as várias posições de derivação. Os dois tipos mais comuns de CDC são: CDC resistivo e CDC tipo reator, ambos imersos em óleo [18].

O acionamento do comutador pode ser feito manualmente pelo operador, remotamente do centro de operação ou ainda de forma automática, de acordo com a variação de carga.

Geralmente o CDC está localizado em um compartimento separado do tanque principal do transformador, pois o chaveamento do comutador ocasiona desgaste dos contatos e contaminação do óleo com partículas metálicas, devido à formação de arco¹, acentuando o seu processo de desgaste [22].

O desgaste mecânico do mecanismo no processo de comutação, o qual é geralmente levado a cabo pelo desvio de seletor, é uma fonte considerável para o fracasso do comutador. Além disso, é importante salientar que a interrupção da corrente em um comutador sob carga ocasiona a formação de arco elétrico, o que resulta em mais de produção de gases [2] que ficam dissolvidos no óleo mineral isolante.

2.4.3 Indicadores e Proteções

Os indicadores das proteções preservam a saúde dos transformadores, pois, indicam se algo não vai bem e são utilizados como gatilhos para o desligamento da unidade em caso de algum defeito grave, não permitindo assim a propagação do prejuízo. Entre os indicadores mais importantes tem-se os indicadores de temperatura e de nível do óleo.

Os indicadores de temperatura, podem ser eletrônicos ou eletromecânicos, e são usados fundamentalmente para indicar a temperatura do óleo isolante, do enrolamento e a medição indireta da temperatura do ponto mais quente do enrolamento (imagem térmica). Podem ser ajustados ou programados para acionamento da refrigeração, supervisão da temperatura, monitoramento on-line contínuo, alarme ou desligamento, dependendo da filosofia adotada pela empresa proprietária do ativo [18].

O indicador de nível pode ser mecânico ou magnético. O sistema mecânico é acionado por um flutuador (boia ou prato) acoplado a uma haste que se movimenta conforme a variação do nível do óleo, transferindo o movimento a um ponteiro do mostrador externo. No indicador magnético a transferência de movimento (entre a parte interna e externa do tanque) é realizada por ímãs permanentes posicionados opostamente e separados por uma flange, sendo um conectado ao ponteiro do mostrador e outro a haste de acionamento, o que

¹ Durante o processo de comutação, desde o início até a conclusão da transferência da corrente de uma derivação do enrolamento à adjacente, um resistor ou reator, limita a corrente de circulação (arco elétrico) formado pela transição entre as bobinas.

elimina o contato direto do óleo, reduzindo a possibilidade de vazamentos. Nos dois casos, a escala do mostrador possui a referência de volume de óleo a 25 °C, o que tem como função orientar o nível correto à temperatura ambiente. Assim, as marcações de máximo e de mínimo correspondem aos volumes nas temperaturas máximas e mínimas admissíveis, respectivamente [18].

Um baixo nível de óleo pode provocar a atuação do relé *Buchholz* (Relé de Gás). Um dos dispositivos de segurança e proteção mais importantes utilizados em TPs isolados a óleo e dotados de tanque de expansão.

O relé detector de gás tipo *Buchholz* é um dispositivo eletromecânico que visa detectar a formação de gases e a presença de fluxo anormal do líquido isolante. É constituído por um sistema de boias responsáveis pela atuação de contatos de alarme e desligamento. As principais funções são as de reter gases gerados no interior do equipamento, produzindo um alarme (1º nível) quando o gás retido na câmara alcança um volume pré-ajustado (de 100 a 300 cm³). O relé deve responder a um deslocamento rápido do líquido isolante devido a ocorrência de uma falha interna no equipamento acionando o contato referente ao desligamento (2º nível) e interrompendo o funcionamento do transformador quando o fluxo de óleo gerado atingir o valor calibrado (ajuste entre 0,8 a 2m/s), ou ainda, atuar quando houver perda de óleo isolante (vazamento).

Um outro dispositivo de segurança e proteção existente nos transformadores de potência é o dispositivo de alívio de pressão que tem como objetivo minimizar o dano causado por um aumento de pressão interna, que pode ser súbito ou lento, decorrente de uma falha ou defeito no sistema de preservação do líquido isolante. Trata-se de uma válvula instalada no tanque principal do equipamento e calibrada para abrir e descartar o óleo isolante em caso de aumento de pressão acima do limite estabelecido, e fechar automaticamente após sua normalização, impedindo saída em excesso de óleo. A atuação é local através de dispositivo de sinalização mecânica ou remota através de contatos elétricos, podendo ter função somente de alarme ou de desligamento. Os rearmes devem ser feitos manualmente.

2.5 Sistema de Preservação do Óleo Isolante

O sistema de preservação do óleo isolante desempenha um papel vital na proteção da parte ativa e o seu sistema de isolamento de fatores externos, tais como danos mecânicos e presença de umidade. Além disso, tem o papel de preservar a qualidade do óleo e acomodar as alterações no volume do isolante devido as variações de temperatura, inerentes a operação normal do transformador durante seu ciclo de vida útil [2, 18].

O tanque principal do transformador de potência abriga sua parte ativa juntamente com o óleo isolante. É necessário que seja totalmente estanque para evitar o contato do óleo isolante com contaminantes, como o ar e a umidade [22].

O tanque de expansão é montado acima do tanque principal, com altura suficiente para manter o nível de óleo no equipamento em condições adequadas de operação sob qualquer temperatura, ou seja, fica acima do flange de fixação de sua bucha mais alta. Para que não haja a contaminação do óleo com ar existente no interior do tanque uma membrana feita de borracha realiza a vedação de maneira a impedir o contato com o meio externo e manter a pressão no interior do tanque, ou em alguns transformadores de potências menores, pode-se utilizar um tanque de expansão selado [18, 22].

As principais falhas relacionadas com o sistema de preservação do óleo são de envelhecimento dos retentores, juntas e danos ao seu revestimento exterior. O tanque de expansão do transformador é também um dos equipamentos auxiliares que afetam a sua vida útil. Em alguns casos, a umidade e o oxigênio entram em contato com o óleo do transformador, o que acelera o processo de envelhecimento [2].

2.6 Sistema de Isolação

O sistema de isolação compreende o isolante líquido (óleo mineral isolante) e o isolante sólido (papel kraft) utilizados na construção dos transformadores para isolar a sua parte ativa das demais partes e permitir, assim, seu funcionamento de forma adequada (sem a ocorrência de falhas, defeitos ou acidentes).

A celulose, usualmente na forma de papel kraft, é utilizada para isolar o condutor. Trata-se de um composto orgânico cuja molécula é composta por uma longa cadeia de anéis de glicose, normalmente variando entre 1000 e 1400 anéis para novos materiais [10].

Ao número médio de anéis de glicose numa molécula chama-se grau de polimerização molecular e uma única fibra de celulose conterá muitas dessas longas correntes. Assim, a resistência mecânica da fibra, e, portanto, do material, está intimamente relacionada com o comprimento das cadeias. Dessa forma, o grau de polimerização é uma boa medida de resistência retida e da funcionalidade da celulose [10].

À medida que a celulose envelhece termicamente em um transformador operacional, três mecanismos contribuem para sua degradação: hidrólise, oxidação e pirólise, cujos agentes responsáveis são água, oxigênio e calor. Cada um desses agentes terá um efeito sobre a taxa de degradação e, por isso devem ser controlados individualmente. Os dois primeiros podem ser controlados pelo sistema de preservação do óleo, mas atenção especial deve ser dada ao processo de aquecimento, o qual está diretamente relacionado com a carga imposta à máquina [24, 25].

O efeito do calor na vida útil do isolamento de celulose pode ser estimado, por unidade, para diferentes condições de carga, com o resultado de que um dia real de operação produzirá menos ou mais envelhecimento do que um dia na temperatura de referência de 110 °C (para um sistema de isolamento de enrolamento de 65 °C) [10].

O óleo deve apresentar rigidez dielétrica adequada para suportar as solicitações elétricas impostas em serviço, bem como características adequadas de condutividade térmica, calor específico e viscosidade, para que sua capacidade de transferência de calor seja eficiente para o equipamento. Deve ter ponto de fulgor e combustão suficientemente altos para atender aos requisitos de segurança [18].

O óleo é utilizado como isolante entre o enrolamento e o tanque, mas atua também como um agente de arrefecimento. Além disso, o teor dos gases e os compostos químicos no óleo são uma importante fonte de informação sobre o estado do transformador. Suas possíveis falhas, na maioria dos casos, estão relacionadas com a sua degradação gradual. Enxofre corrosivo no óleo pode reagir com os metais, tais como cobre ou prata e formar compostos semicondutores que podem se depositar sobre as superfícies interiores do transformador resultando num risco substancial de falhas de curto-circuito. A oxidação dos derivados de petróleo resulta na formação de ácidos e de lamas. A formação de ácidos estimula o envelhecimento do papel isolante, pois, ataca a celulose do papel, tendo como resultado a perda de resistência mecânica [2].

2.7 Sistema de Refrigeração

Radiadores ou trocadores de calor são empregados com a finalidade de aumentar a eficiência da troca de calor entre o transformador e o ambiente, devido a necessidade da eliminação do calor gerado pelas perdas internas do transformador, de forma que não haja uma elevação da temperatura além de limites pré-estabelecidos.

Geralmente a refrigeração é fracionada de modo a sua operação ser dividida em estágios diferenciados, acionados quando a potência fornecida pelo transformador atinge os patamares pré-fixados. Os métodos de resfriamento mais comuns são relacionados a seguir [10, 11].

- ONAN (óleo natural, ar natural): indica que a refrigeração ocorre com o óleo e o ar circulando de forma natural, sem o auxílio de bombas ou ventiladores, no interior e no exterior do equipamento, respectivamente.
- ONAF_N (óleo natural, ar forçado): indica que a refrigeração ocorre com o óleo circulando naturalmente, mas o ar, no exterior dos radiadores, tem sua circulação forçada através da utilização de grupos de ventiladores. O subíndice “N” indica qual estágio de refrigeração está ativado (N=1, 2, 3, ...).
- OFAF (óleo forçado, ar forçado): neste caso a refrigeração ocorre com o óleo tendo sua movimentação forçada através bombas, e o ar circula com a utilização de grupos de ventiladores.
- ODAF (óleo direcionado, ar forçado): neste caso a refrigeração ocorre com o óleo sendo direcionado a passar pelos dutos de refrigeração no interior do enrolamento, e o ar sendo forçado através dos radiadores com a utilização de grupos de ventiladores.

Ainda podem ser encontrados métodos de resfriamento em que, no lugar dos radiadores, são utilizados trocadores de calor em que o fluido refrigerante é a água (ONWN, ONWF, OFWF, ODWF) [18, 22].

As falhas mais comuns no sistema de refrigeração estão relacionadas às bombas de óleo. Defeitos podem ser detectados devido ao aumento da temperatura ou ruído indesejado saindo de transformador [2].

2.8 Avaliação da Saúde do Equipamento

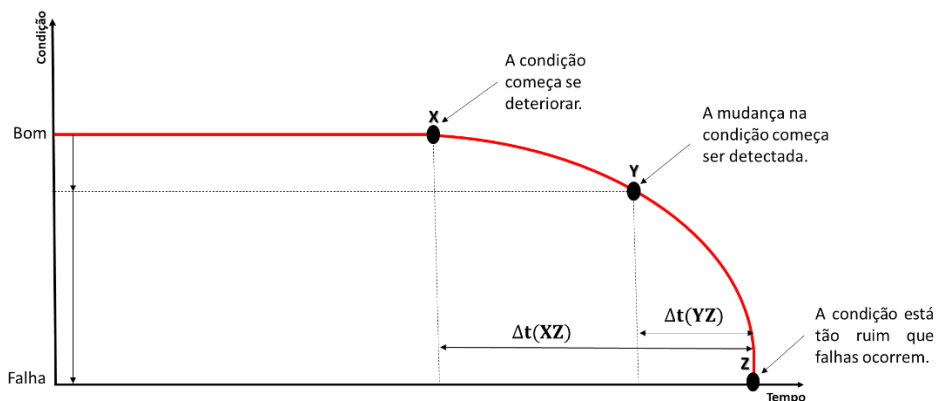
Como comentado anteriormente, os impactos econômicos da indisponibilidade de transformadores de potência variam de acordo com a sua importância sistêmico-financeira.

Os mecanismos de penalização impostos pela ANEEL, por redução ou falta da energia existem, pois, a indisponibilidade de transformadores resulta em restrições de sistema que afetam diretamente a qualidade do serviço, como sobrecarga em outros pontos do sistema ou interrupção de fornecimento de energia elétrica a consumidores se a configuração da rede onde estiver instalado não permitir outro caminho de entrega.

Desta forma, o aspecto da indisponibilidade dos transformadores deve ser ponto fundamental na definição das estratégias de avaliação da sua saúde, devendo ser consideradas ferramentas que valorizem a sua disponibilidade, mantendo o aspecto operacional e a qualidade do serviço de transmissão.

A Figura 6 ilustra uma condição teórica da degradação do transformador em função do tempo [18]. Na avaliação da sua saúde, é muito importante utilizar ferramentas e métodos que permitam monitorar a condição do equipamento e tomar uma decisão antes da ocorrência de uma falha, ou seja, os intervalos de inspeção devem ser menores que $\Delta t(XZ)$.

Figura 6 - Condição teórica da degradação do transformador



Fonte: CIGRÉ BRASIL - Grupo de Trabalho A2.05 [18]

Assim, é de suma importância a realização de uma avaliação técnica e financeira que possibilite a escolha de filosofias de monitoramento e de manutenção eficazes que aumentem a confiabilidade do equipamento a custos compatíveis com o valor do ativo [18].

2.9 Considerações Finais

Observa-se no presente capítulo que os fatores basilares que influenciam a saúde dos transformadores de potência são a característica do carregamento aplicado, e a aplicação de programas de monitoramento e manutenção adequados à necessidade daquele equipamento.

O carregamento define as perdas internas do equipamento, portanto, define seu aquecimento, atuando diretamente sobre seu isolamento sólido.

O monitoramento e avaliação da saúde juntamente com as manutenções definem e limitam os demais componentes suscetíveis a falha, tendendo a atuar sobre a saúde do equipamento.

No capítulo seguinte serão apresentadas e discutidas algumas das metodologias existentes na literatura para estimar a saúde de transformadores de potência.

CAPÍTULO 3 – MODELOS PARA ESTIMATIVA DE SAÚDE DE TRANSFORMADORES EM POTÊNCIA

3.1 Considerações Iniciais

A estimativa precisa da saúde dos transformadores de um sistema elétrico pode satisfazer os requisitos de utilização ideais do equipamento, que são manter-se em funcionamento sem falhas com eficiência e, assim salvaguardar sua confiabilidade.

Assim, neste capítulo é desenvolvida uma discussão sobre algumas metodologias existentes na literatura para obtenção da estimativa da saúde de transformadores, revisando e discutindo a forma de aplicação das teorias do envelhecimento dos componentes elétricos dos transformadores na estimação de sua condição operacional em nas abordagens dos algoritmos propostos.

3.2 Perda de Vida Versus Temperatura de *Hot Spot*

A taxa de envelhecimento relativa do material isolante sólido do enrolamento do transformador permite a obtenção da sua perda de vida percentual, que corresponde aquela que foi acumulada devido à característica de carregamento diário imposta pela sua operação.

Este critério está presente na maioria das normatizações e orientações técnicas de carregamento de transformadores [10, 11, 12], que se baseiam na temperatura de ponto mais quente (*hot spot*) do enrolamento do transformador, e no fato de que a aplicação de carga em um transformador provoca nele aquecimento que, por sua vez, gera degradação no material isolante utilizado em sua construção. Quantificar o nível de degradação deste material é equivalente a calcular a taxa de perda de vida do transformador.

Historicamente, a deterioração das propriedades mecânicas do isolamento sólido como resultado do seu envelhecimento térmico tem sido reconhecida desde o início dos estudos de vida útil dos transformadores, em 1930, com Montsinger [26], em seu estudo "*Loading transformer by temperature*".

Em 1948, Dakin [27] fez um avanço mais significativo na definição das taxas de envelhecimento do isolamento, reconhecendo que o envelhecimento da celulose é o

resultado de uma reação química, que pode ser expressa na forma de uma taxa de reação constante K_o expressa matematicamente por (7).

$$K_o = A' e^{\left[\frac{B}{\theta+273}\right]} \quad (7)$$

Sendo A' e B constante empíricas adimensionais e θ a temperatura em °C.

Dakin mostrou em um comitê da AIEE, que todos os dados de taxa de envelhecimento, incluindo os dados de Montsinger, poderiam se encaixar nessa relação. Tal relação referida como equação da taxa de reação de Arrhenius, encontrou ampla aceitação na comunidade técnica mundial nos anos seguintes [10].

Segundo [10], usando essa abordagem para a definição de vida do transformador, há dois aspectos envolvidos: a taxa de envelhecimento e o ponto final da vida, mas, estes podem ser separados tratando a vida como uma quantidade por unidade tal como definido em (8).

$$Vida_{pu} = A \cdot e^{\left(\frac{B}{T_{hs}+273}\right)} \quad (8)$$

Onde:

T_{hs} é a temperatura de *hot spot* em °C;

A é a constante A' de (7) modificada, derivada para uma temperatura de 110 °C como a temperatura para uma perda de vida por unidade.

B a mesma constante de (7).

Muitos pesquisadores mediram as taxas de envelhecimento da celulose de diferentes formas, em condições controladas, e apresentaram seus resultados na forma acima. A Tabela 1 apresenta os resultados reunidos em [10] obtidos por diferentes pesquisadores para a constante B , já que parece sensato que todos os guias de carregamento tivessem uma taxa de inclinação única, razoavelmente precisa para todas as formas de celulose.

Tabela 1 - Constante da taxa de envelhecimento - B

Fonte	Base	Constante B
Dakin	20% retenção resistência mecânica	18000
Sumner, et al.	20% retenção resistência mecânica	18000
Head, et al.	Resistência Mecânica/Grau de Polimerização/Evolução Gás	15250
Lawson, et al	10% retenção resistência mecânica	15500
Lawson, et al	10% retenção de grau de polimerização	11350
Shroff	250 grau de polimerização	14580
Lampe, et al.	200 grau de polimerização	11720
Goto, et al.	Evolução Gás	14300
ASA C57.92-1948	50% retenção resistência mecânica	14830 ^a
IEEE Std C57.92-1981	50% retenção resistência mecânica	16054
IEEE Std C57.91-1981	Testes de Vida com Transformadores de Distribuição	14594
^a 120 °C a 150 °C de variação de temperatura		

Fonte: IEEE C57.91, 2011 adaptada [10]

Da Tabela 1 pode parecer que não há um valor "certo" de B mas, deve-se lembrar que dados experimentais estão sujeitos à variabilidade, e, os materiais e condições de teste dos investigadores certamente não eram idênticos. A norma americana IEEE C57.91/2011 [10] e a norma nacional NBR5356/2016 [12], consideram 15000 apropriado sendo este o valor usado na curva de vida de isolamento do transformador nos guias de carregamento.

A dependência da taxa de envelhecimento com a temperatura pode ser expressa por (8). Assim, a definição absoluta de "uma unidade de vida" por "unidade de tempo" pode definir o ponto final da vida. As outras variáveis que afetam o tempo para chegar a esse ponto final, ou seja, o teor de água e oxigênio do sistema de isolamento podem ser discutidas separadamente.

Água, oxigênio e calor são, respectivamente, o catalisador, o reagente ativo e o acelerador na oxidação do óleo isolante em transformadores de potência imersos em óleo. E os produtos da oxidação de óleo atacam o isolamento de celulose com vigor e tenacidade.

A taxa de deterioração da isolação é diretamente proporcional ao teor de água. O nível de umidade de referência típico para testes de envelhecimento de material é de 0,2 % a 0,3 % em peso, de modo que as taxas de deterioração devem ser proporcionalmente aumentadas para níveis de umidade mais elevados nos transformadores operacionais. No entanto, o nível de umidade no local crítico, que é o ponto mais quente do enrolamento, é tipicamente cerca de metade do nível médio de umidade, devido à divisão de umidade pela temperatura [10].

Em [10] também se apresentam estudos do efeito do oxigênio no sistema de isolação, comparando as taxas de deterioração de um sistema selado, com baixo teor de oxigênio, e um sistema aberto, com respiração livre. Foram relatados fatores de aceleração de deterioração de 2,5 e até de 10 para o sistema aberto em comparação com o selado.

Ressalta-se a importância deste comportamento como justificativa para as empresas empregarem sistemas de preservação do óleo isolante eficientes, que mantenham baixos níveis de umidade e oxigênio em seus transformadores.

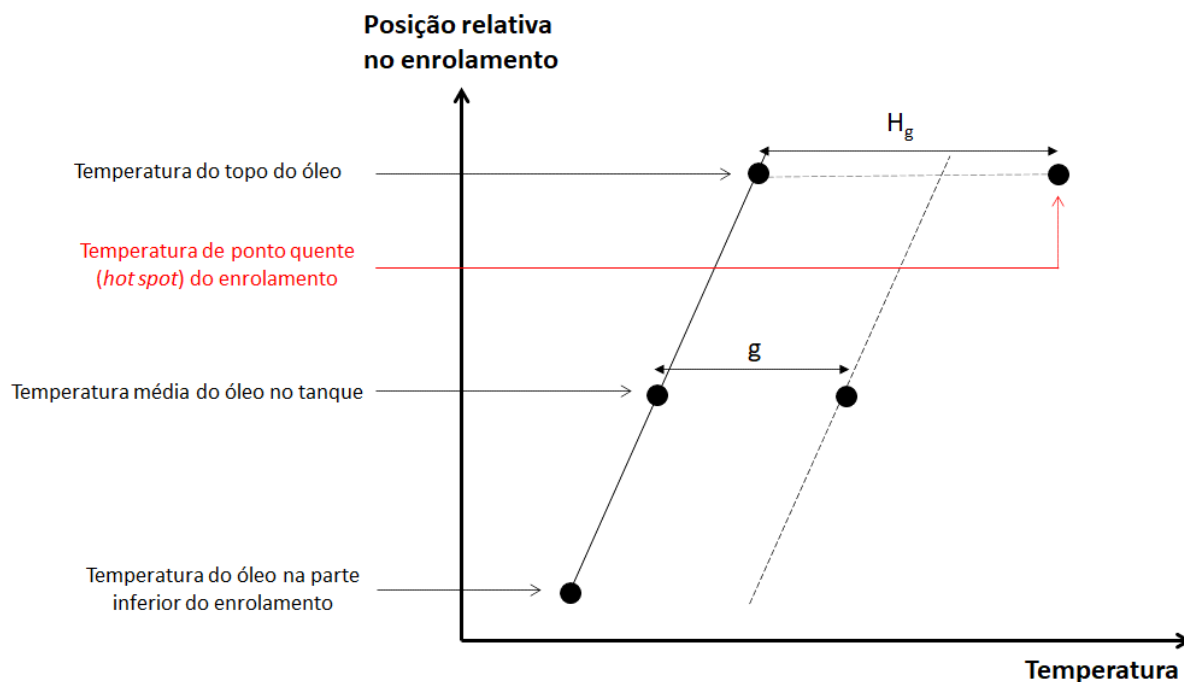
3.2.1 Temperatura de *Hot Spot*

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 [11].

A distribuição das temperaturas em um transformador é ilustrada, através de um diagrama simplificado na Figura 7, em que é possível observar que a temperatura interna do óleo e ao longo do enrolamento do transformador aumenta linearmente do fundo para o topo. Ainda, a temperatura do enrolamento tem incremento linear do fundo para o topo com uma constante de diferença de temperatura “*g*” em relação à temperatura do óleo.

As relações entre as temperaturas em regime permanente são similares na IEEE C57.91 [10], na IEC 60354 [11] e também na norma brasileira NBR5356- Parte 7 [12]. Assim, o aumento da temperatura no ponto mais quente no topo do enrolamento é sempre maior que o aumento médio da temperatura do enrolamento.

Figura 7 - Diagrama Térmico Simplificado do Transformador



Fonte: IEC 60354, 1991 [11]

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 e do aumento da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em função da temperatura de topo de óleo.

Ou seja, as temperaturas de *hot spot* são obtidas, em graus Celsius, para cada período t , de acordo com [10 – 12] de modo similar, reproduzido em (9).

$$T_{hs}(t) = G_{hs}(t) + G_o(t) + T_a(t) \quad (9)$$

Sendo:

$T_a(t)$ é a temperatura ambiente no tempo t ;

$G_o(t)$ é a elevação da temperatura do óleo em função da temperatura ambiente no tempo t ;

$G_{hs}(t)$ é a elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em função da temperatura de topo de óleo no tempo t ;

$T_{hs}(t)$ é a temperatura final do ponto mais quente do enrolamento no tempo t .

Os termos $G_{hs}(t)$ e $G_o(t)$ de (9) podem ser calculados empregando as expressões apresentadas na Tabela 2. Enquanto $T_{hs}(t)$ é obtido conforme os passos descritos no algoritmo a seguir e apresentado na Figura 8.

Tabela 2 - Equações para os cálculos das elevações de temperatura necessárias para a obter $T_{hs}(t)$

$G_{hs}(t)$	$G_o(t)$
$G_{hs}(t) = [G_{hsreg}(t) - G_{hsi}] \cdot [1 - e^{-t/T_e(t)}] + G_{hsi}$	$G_o(t) = [G_{oreg}(t) - G_{oi}] \cdot [1 - e^{-t/T_o(t)}] + G_{oi}$
$T_e(t) = \left(\frac{\frac{G_{hsreg}(t)}{G_{hspc}} - \frac{G_{hsi}}{G_{hspc}}}{\left(\frac{G_{hsreg}(t)}{G_{hspc}}\right)^{1/m} - \left(\frac{G_{hsi}}{G_{hspc}}\right)^{1/m}} \right) \cdot T_{epc}$	$T_o(t) = \left(\frac{\frac{G_{oreg}(t)}{G_{opc}} - \frac{G_{oi}}{G_{opc}}}{\left(\frac{G_{oreg}(t)}{G_{opc}}\right)^{1/n} - \left(\frac{G_{oi}}{G_{opc}}\right)^{1/n}} \right) \cdot T_{opc}$
$G_{hsreg}(t) = G_{hspc} \cdot (K(t)^2)^m$	$G_{oreg}(t) = G_{opc} \cdot \left(\frac{1 + R \cdot K(t)^2}{1 + R} \right)^n$
Sendo: $R = \frac{\text{Perdas em Carga}}{\text{Perdas em Vazio}} = \frac{W_{Cupc}}{W_{Fepc}}$; $K(t)$ o carregamento médio do transformador em pu, para cada t .	

Fonte: IEEE C57.91, 2011 adaptada [10]

(Etapa i) Atribui-se um valor inicial para a elevação da temperatura do óleo acima da temperatura do ambiente, G_{oi} , e para a elevação da temperatura do ponto mais quente em relação a do topo do óleo, G_{hsi} . Geralmente são atribuídos como valores iniciais os próprios valores nominais.

(Etapa ii) Para cada hora (ou para cada intervalo de tempo):

(ii.1) Calculam-se as elevações da temperatura do óleo acima da temperatura do ambiente e do enrolamento acima do óleo para ciclo de carga constante, $G_{oreg}(t)$ e $G_{hsreg}(t)$.

(ii.2) Calculam-se as constantes de tempo de aquecimento do óleo $T_o(t)$ e do enrolamento $T_e(t)$.

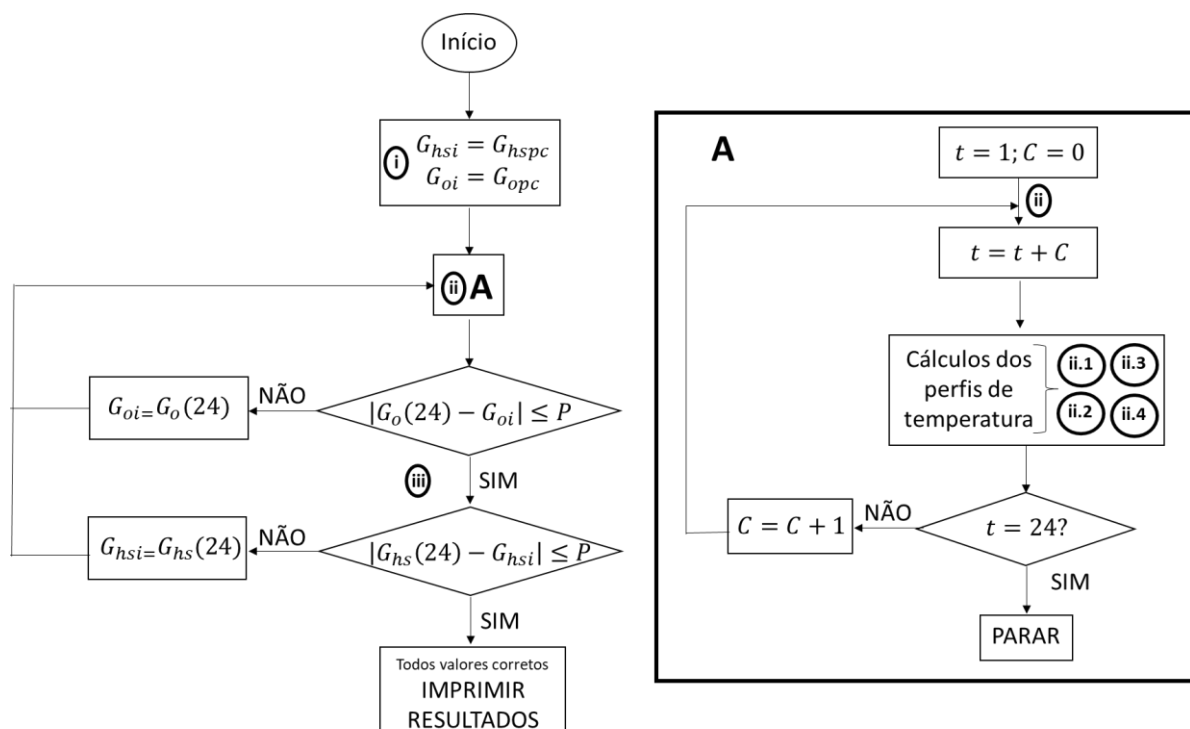
(ii.3) Calculam-se as elevações de temperatura do topo do óleo acima da ambiente $G_o(t)$ e do ponto mais quente acima da temperatura do topo do óleo $G_{hs}(t)$.

(ii.4) Os valores iniciais para as elevações de temperatura G_{oi} e G_{hsi} agora são os valores obtidos para a hora (ou intervalo) anterior e retorna-se ao passo (ii.1) para a próxima hora (intervalo).

(Etapa iii) Após completar o ciclo, comparam-se os valores das elevações de temperatura da última hora, $G_o(24)$ e $G_{hs}(24)$, com aqueles escolhidos na Etapa (i). Se a diferença for menor que uma precisão pré-estabelecida todos os valores estão corretos. Caso contrário, faz-se G_{oi} e G_{hsi} igual ao valor encontrado e volta-se a Etapa (ii).

Concluindo todas as iterações necessárias obtêm-se a curva diária de temperatura de *hot spot* do equipamento.

Figura 8 - Fluxograma para o cálculo do perfil de temperaturas



Fonte: Próprio Autor

Os expoentes n e m presentes nas equações para obtenção das elevações de temperatura do topo do óleo acima da ambiente (G_o) e do ponto mais quente em relação a do topo do óleo (G_{hs}), refletem a dependência do método de resfriamento do transformador. Em [28] é apresentada uma tabela comparativa entre as normas IEC [11] e IEEE [10], sobre os expoentes n e m , conforme a Tabela 3.

O fator R que relaciona as perdas em carga com perdas à vazio na corrente nominal, também tem valores dependentes do método de resfriamento, tipicamente variando entre 3,5 e 8, para operação em regime permanente, de acordo com pesquisas realizadas nas versões novas e anteriores das normas nacionais e internacionais.

Tabela 3 - Comparativo de expoentes para cálculo de temperatura no transformador.

Tipo de Resfriamento	IEC		IEEE	
	n	m	n	m
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 [28]

3.2.2 Temperatura Ambiente

Em [10] o efeito da temperatura ambiente no ciclo de carregamento é abordado, relacionando um aumento ou diminuição percentual no carregamento de um transformador diretamente com o efeito da temperatura ambiente.

As normas, de um modo geral, recomendam que, para o cálculo da perda de vida, a temperatura ambiente deve ser tomada pela temperatura média mensal obtida no decorrer de vários anos.

Considerando-se que, em um dia qualquer, a média e/ou a máxima podem ser superiores que as estimadas, recomenda-se, que tais temperaturas sejam acrescidas de 5 °C, uma vez que o envelhecimento em temperaturas mais altas que a média nem sempre é compensado pelo envelhecimento em patamares menores. Assim, a temperatura obtida não

será excedida em alguns dias do mês, e quando isso ocorrer, a perda de vida útil não será significativa [29].

3.2.3 Perda de Vida x Temperatura *Hot Spot*

O método obtém a partir do acompanhamento das temperaturas do ponto mais quente do enrolamento no interior do transformador (temperatura de *hot spot*) a estimativa do envelhecimento do isolante sólido, uma vez a relação entre temperatura e envelhecimento do papel é conhecida.

O método reproduz o envelhecimento de acordo com o perfil de temperaturas traçado pelo modelo térmico do enrolamento a partir das equações de envelhecimento apresentadas pela recomendação IEEE C57.91/2011 [10].

Conforme [10], por meio da associação da Lei de Arrhenius de Dakin com resultados de vários testes experimentais é possível estabelecer uma relação entre a vida útil do isolamento sólido do seu enrolamento e sua temperatura de *hot spot*. De tal forma que para 1 pu de vida útil, ou seja, para 100% da vida da isolação, a temperatura no ponto mais quente deve ser de 110 °C, sendo a taxa de envelhecimento acelerada para temperaturas acima dessa referência e reduzida para temperaturas abaixo de 110 °C.

À partir dessa relação é possível definir um fator de aceleração do envelhecimento (*FAA*) para um determinado perfil diário de carga, calculado de acordo com (10) para cada t em horas. O *FAA* apresenta um valor superior a 1 para temperaturas acima da referência (110 °C) e valor inferior a 1 para temperaturas abaixo da temperatura de referência [10].

$$F_{AA}(t) = e^{\left(3,92 \cdot \frac{15000}{T_{hs}(t)+273}\right)} \quad (10)$$

Sendo $T_{hs}(t)$ a temperatura de *hot spot* obtida para o carregamento $K(t)$ em cada t .

O fator de envelhecimento equivalente na temperatura de referência (110 °C) em um ciclo diário de carga é calculado por (11).

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^{24} F_{AA}(t)}{24} \quad (11)$$

Onde:

F_{EQA} é o fator de envelhecimento equivalente para um ciclo de carga;

$F_{AA}(t)$ é o fator de aceleração do envelhecimento para a temperatura do enrolamento em cada t .

Para calcular uma perda percentual da vida total ($PV\%$) é necessário definir a vida normal do isolamento na temperatura de referência em horas e, em seguida, as horas de vida perdidas durante o ciclo de carga, que são determinadas multiplicando o envelhecimento equivalente determinado em (11) por 24 horas. Isso resulta em horas equivalentes de vida consumidas por dia, na temperatura de referência. A perda de vida diária percentual do isolamento é equivalente a vida útil consumida por dia, dividida pela vida total normal do isolamento (h) e multiplicada por 100, tal como em (12).

$$PV\% = \frac{F_{EQA} \cdot 24 \cdot 100}{\text{Vida Normal da Isolação}} \quad (12)$$

Os valores de referência para a vida normal de isolamento para um sistema bem seco e sem oxigênio podem ser estabelecidos conforme a Tabela 4 [10].

Tabela 4 - Valores de referência da vida normal de isolamento para um sistema bem seco e sem oxigênio para a temperatura de referência de 110 °C

Critério	Vida Útil [Hora]	Vida Útil [Anos]
50% resistência mecânica do isolamento (antigo critério IEEE Std C57.92-1981)	65000	7,42
25% resistência mecânica do isolamento	135000	15,41
200 grau de polimerização do isolamento	150000	17,12
Interpretação dos dados de teste de vida funcional do transformador de distribuição (antigo critério IEEE Std C57.91-1981)	180000	20,55

Fonte: IEEE C57.91/2011

Assim, para um ciclo diário de carga, é possível obter as perdas de vida diárias percentuais para diferentes valores de referência de tempo de vida normal do isolamento, desde que se obtenha o ciclo de temperaturas de *hot spot*.

A seleção de um valor absoluto para a vida útil de referência do isolamento do transformador, na temperatura de 110 °C se mostra muito subjetiva. O sentimento geral é que a definição de 65000 horas dada no IEEE Std C57.92-1981 [30] (e versões anteriores) pode ser excessivamente conservadora. Testes de vida funcional para transformadores de distribuição foram iniciados em 1957 para avaliar a vida útil de isolamentos de 55 °C. Um fator de segurança de 5 foi aplicado aos resultados mais pessimistas para obtenção de uma definição de vida para transformadores de distribuição de 180000 horas a 95 °C. Testes mais recentes, realizados por fabricantes individuais, sobre os transformadores de distribuição com sistema de isolamento de 65 °C demonstraram uma vida útil semelhante a obtida para 110 °C. Assim, a vida de 180000 horas tem sido usada como padrão por muitos guias [10].

3.3 Análises Comuns do Óleo Isolante

3.3.1 Análise de Gases Dissolvidos (AGD)

A AGD no óleo mineral isolante fornece informações operacionais relevantes sobre o transformador, como as comentadas a seguir.

O óleo mineral e a celulose presentes na isolação dos transformadores, quando expostos a temperaturas normais de operação liberam gases como: monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), hidrogênio (H₂) e compostos gasosos de hidrocarbonetos. Falhas térmicas, elétricas, ou condições de carregamento acima da nominal, aumentam a geração desses gases típicos, e, dependendo da temperatura atingida, ocorrerá o incremento de determinado gás dissolvido no óleo isolante produzindo, através de reações químicas, outros gases nocivos causadores de falhas. Analisando os perfis desses gases dissolvidos, é possível avaliar o tipo e a gravidade das falhas ocorridas na unidade [18, 20].

Usualmente, os gases causadores de falhas como hidrogênio (H₂), metano (CH₄), etano (C₂H₆), acetileno (C₂H₂), etileno (C₂H₄), gás carbônico (CO₂) e monóxido de carbono (CO), entre outros, são produzidos por três mecanismos: corona, aquecimento e arco. Várias técnicas têm sido desenvolvidas para AGD no óleo do transformador e a maioria baseia-se na proporção

entre esses gases. Teoricamente, por meio da AGD seria possível evitar falhas internas, como arco, descarga parcial, centelhamento de baixa energia, sobrecarga severa e superaquecimento no sistema de isolamento. As normas nacionais e internacionais possuem uma lista de falhas detectáveis por AGD, e critérios para classificar os riscos aos transformadores para operação contínua em vários níveis [2, 4].

Normalmente, a AGD é realizada em amostras de óleo coletadas periodicamente (semestralmente ou anualmente). A AGD avalia tanto as proporções de gases diferentes dissolvidos no óleo mineral isolante, que fornecem informações sobre falhas passadas, quanto as taxas de geração de gás de longo prazo, que fornecem análise contínua de tendências [20].

A taxa de liberação de energia pelo defeito define com qual velocidade os gases serão produzidos e se permanecerão dissolvidos no óleo ou não. Por exemplo, defeitos de baixa taxa energética como, descargas parciais ou pontos quentes de baixa temperatura, produzem gases lentamente e esses provavelmente se dissolverão no óleo. Entretanto, altas temperaturas no núcleo, por exemplo, produzirão gases mais rapidamente e parte deles provavelmente não será permanecerá dissolvida, permanecendo no óleo isolante (saturação da concentração) [18].

Um diagnóstico viável baseado na AGD requer a consideração de ambos, nomeadamente, gases que permanecem dissolvidos no óleo e gases que escapam através tanque de expansão. A perda de gases de falha dissolvidos depende principalmente do projeto do tanque de expansão. Em tanques de respiração livre, os gases de falha podem evaporar na atmosfera. Enquanto em tanques selados ou com membrana a troca de gás não ocorre [20].

A AGD é uma técnica sensível e confiável para a detecção de falhas incipientes dentro de transformadores imersos em óleo. Os padrões existentes são baseados em procedimentos que podem ser bem controlados em condições laboratoriais.

Os métodos mais comuns de diagnóstico de gases no óleo são: IEEE C57.104 [31], IEC 60599 [32], Método de Doernenburg, Método de Rogers, Triângulo de Duval, Método dos Gases Chaves [33, 34, 35, 36].

Na

Tabela 5 são apresentadas as situações em que ocorrem a formação de gases e os defeitos relacionados.

As quantidades de gases dissolvidos gerados no óleo durante um defeito dependem de diversos fatores, pois, afetam de maneira diferente o isolamento sólido e o próprio óleo. Alguns fatores são a energia envolvida na falha, sua localização e se é intermitente ou contínua.

Tabela 5 - Gases gerados por faltas elétricas

Tipo de Defeito	Gases Típicos Produzido
Pontos Quentes no Óleo	Etileno (C ₂ H ₄)
Pontos Quentes no Papel	Monóxido de carbono (CO) e gás carbônico (CO ₂)
Descargas Parciais	Hidrogênio (H ₂) e acetileno (C ₂ H ₂)
Arcos Elétricos	Hidrogênio H ₂) e Metano (CH ₄)

Fonte: Bolhuis, J.P.V.; Gulski, E.; Smit, J.J. (2002) [33] e CIGRÉ BRASIL (2013) [18]

3.3.1.1 Cromatografia Gasosa

Cromatografia é o nome que dá ao processo usado para separação e identificação de componentes de uma mistura. Cromatografia gasosa (CG) ou cromatografia gás-líquido (CGL) é um tipo de cromatografia usada para separação de compostos que podem ser vaporizados sem decomposição. É realizada em um equipamento denominado cromatógrafo, requer a obtenção de uma amostra do óleo tendo-se sobretudo cuidado em evitar contaminação e contato com o ar.

Em situações normais de manutenção preventiva, a amostra é retirada na válvula inferior de amostragem, sendo efetuada a amostragem em outros pontos do transformador apenas em situações de investigação de falhas. Segundo a NBR7070/2006, que indica o método para amostragem de óleo isolante de um equipamento elétrico, para análise cromatográfica é recomendado uma seringa de vidro de 20 a 50 ml, embora para a análise cromatográfica só se utilize um volume de 25 ml de onde são extraídos os gases dissolvidos através de um sistema de vácuo [18].

3.3.1.2 Interpretação dos resultados da Cromatografia

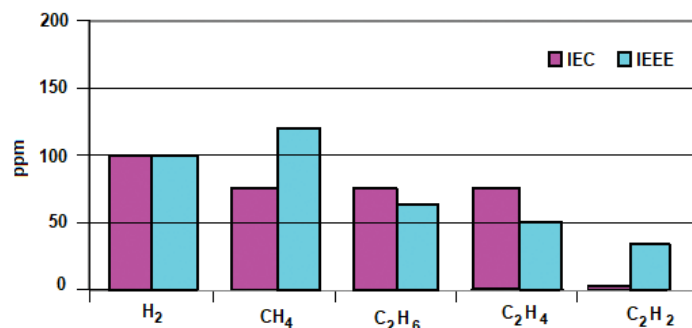
A interpretação dos resultados obtidos na análise cromatográfica deve considerar a concentração dos gases e particularmente suas relações. Pois, utilizando as relações entre os

gases de acordo com critérios preestabelecidos é possível a identificação de falhas incipientes e sua gravidade. [18]

Existem diferentes métodos para o diagnóstico de falhas em transformadores por meio da AGD, como os recomendados pelas normas internacionais IEC 60599/2015 [32] ou IEEE Std C57.104/2008 [31], ou pela ABNT, na NBR 7274/2012 [37], que possui requisitos semelhantes.

A Figura 9 mostra a comparação direta entre alguns limites estabelecidos nas normas internacionais. Nota-se que o limite estabelecido pela norma do IEEE para acetileno (C_2H_2) é bem maior que o limite recomendado pelo IEC. Além disso, embora não apresentado na Figura 9, o IEEE tem um nível mais conservador para monóxido de carbono, 350 ppm, metade do valor recomendado pelo IEC. [4]

Figura 9 - Comparação de limites de gases nas normatizações internacionais



Fonte: Próprio Autor

Na NBR 7274/2011 é apresentada uma tabela, reproduzida na Tabela 6, em que é possível estabelecer uma falha característica a partir dos resultados obtidos na AGD.

A relação entre as concentrações de dióxido de carbono e monóxido de carbono, CO_2/CO , tem especial relevância de acordo com a NBR 7274/2011 [37], pois, se esta relação for inferior a 3 ou superior a 11 e ao mesmo tempo houver degradação excessiva do óleo (possível de ser observada através das análises físico-químicas), haverá uma grande probabilidade de defeito.

Finalmente, os resultados da AGD devem ser correlacionados com resultados anteriores obtidos para o mesmo equipamento, permitindo assim a verificação do incremento, ou taxa de evolução de cada gás.

Tabela 6 - Interpretação dos resultados da AGD segundo a NBR 7274/2011

Diagnóstico	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
Descargas Parciais	NS	< 0,1	< 0,2
Centelhamento	0 – 0,6	0,1 - 1	< 1,0
Descargas de Baixa Energia	< 1,0	0,1 – 0,5	< 1,0
Descargas de Alta Energia	0,6 – 2,5	0,1 – 1,0	< 2,0
Sobreaquecimento, t < 300 °C	< 0,01	> 1,0	< 1,0
Sobreaquecimento, 300 °C, t, 700 °C	< 0,1	> 1,0	1 – 4
Sobreaquecimento, t > 700 °C	< 0,2*	> 1,0	> 4,0

Fonte: NBR 7274/2011

3.3.2 Análises Físico - Químicas

O óleo mineral isolante do transformador deve atender aos critérios de isolamento elétrica, térmica e de extinção de arcos.

Através das propriedades químicas, como índice de acidez (ou neutralidade), teor de água, ponto de fulgor, estabilidade à oxidação (fator de dissipação) e tendência à absorção de gases, uma avaliação da qualidade da sua troca térmica pode ser realizada. Através das suas propriedades físicas como, viscosidade e condutividade e ainda dos valores de rigidez e da sua tensão interfacial, pode-se conhecer a eficiência do isolamento líquido [38].

Para atender aos critérios de isolamento elétrica, é necessário que tenha uma rigidez dielétrica elevada e um baixo fator de dissipação. Para atender aos critérios de transferência térmica e refrigeração se exige que o óleo tenha uma viscosidade e um ponto de fluidez suficientemente baixo. E para atender aos critérios de extinção de arcos se exige que o óleo tenha um ponto de fulgor e uma rigidez dielétrica elevada, assim como uma baixa viscosidade [18].

O isolante líquido do transformador também deve ter uma boa resistência a oxidação, para assegurar uma longa vida útil, pois em operação deteriora-se mesmo sob as condições normais de uso [18]. Os contaminantes são derivados da sua deterioração térmica e elétrica, ou da deterioração da isolamento sólida. Por exemplo, os óleos possuem uma baixa afinidade com água, mas sua solubilidade aumenta muito com a temperatura, de modo que a água é

frequentemente encontrada dissolvida no óleo e boa parte dela provém da degradação da celulose durante seu envelhecimento [38].

Tabela 7 - Normas para ensaios físico-químicos do óleo

	IEEE	IEC	ABNT
Rigidez Dielétrica	D877, D1816	EC60156	NBR 6869
Tensão Interfacial	D971	ISO 6295	NBR 6234
Teor de água	D1533	IEC 60814	NBR 10710
Fator de Dissipação	D924	IEC247	NBR 12133
Acidez	D644, D974	EC62021	NBR 14248
Coloração	D1500	ISO 2049	NBR 14483

Fonte: Jahromi, A.; Piercy, R.; Cress, S.; Service, J; Fan, W [4] e CIGRÉ BRASIL - Grupo de Trabalho A2.05 [18]

Uma combinação de testes elétricos, físicos e químicos deve ser realizada para estabelecer procedimentos de manutenção preventiva, evitar falhas prematuras e desligamentos dispendiosos, e planejar manutenções de recuperação ou substituição de óleo.

A Tabela 7 resume algumas das normas recomendadas de teste de óleo sugeridas pelo IEEE, pelo IEC e pela ABNT.

3.3.3 Análise de Enxofre Corrosivo

Embora não seja uma metodologia de estimativa da saúde, é importante ressaltar o problema do enxofre corrosivo em óleo que pode reagir com os metais (cobre ou prata) e formar compostos que se depositam sobre as superfícies interiores do transformador resultando num risco substancial de curto-circuito [2].

A origem de formação dos componentes corrosivos do enxofre ainda não está totalmente estabelecida, e condições de operação tais como carregamento, temperatura e índice de oxigênio podem ter influência neste fenômeno [38].

Os primeiros casos de defeito provocados por este problema ocorreram após a formação de sulfeto de cobre (Cu_2S) na isolação do enrolamento. A longo prazo o acúmulo de sulfeto de cobre (Cu_2S) causa diminuição da resistência elétrica entre as espiras, provocando

descargas parciais entre estas e, por consequência, a falha do equipamento. Diversas análises empíricas foram realizadas e entre os compostos orgânicos do enxofre encontrados as falhas foram atribuídas a contaminação do óleo mineral isolante com dibenzildissulfeto (DBDS) que foi encontrado em uma concentração muito maior, e que colabora para a formação do enxofre corrosivo [18].

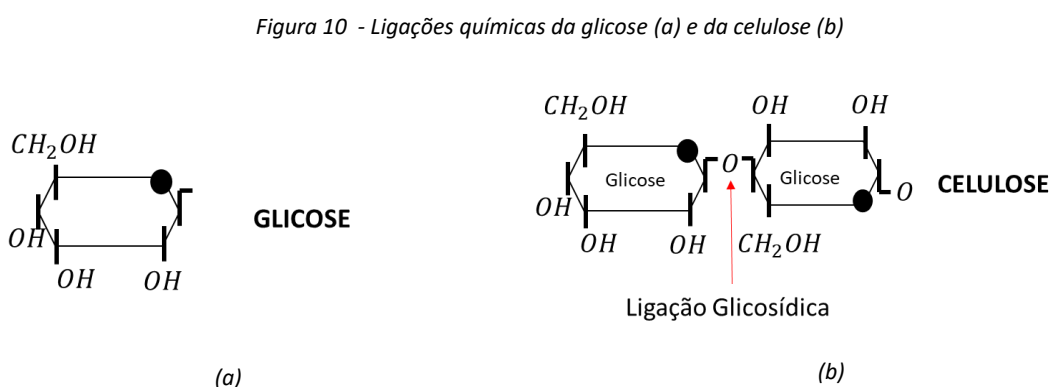
No Brasil a análise de enxofre corrosivo é realizada de acordo com a NBR10505/2012 e consegue determinar o teor de dibenzildissulfeto (DBDS) e a concentração de passivadores derivados de benzotriazol e de tolutriazol (TTA).

A adição de passivadores apenas inibe a formação de novos compostos, não eliminando aqueles já formados. As moléculas do passivador distribuem-se no óleo e isolam as moléculas de DBDS, dificultando sua reação com o cobre e inibindo a formação do sulfeto de cobre.

3.4 Análise Furfural

O gás furano (C_4H_4O) e seus derivados são encontrados dissolvidos no óleo mineral isolante, são chamados genericamente de furanos e são produto da degradação do isolante sólido, resultado da quebra das cadeias celulósicas.

A celulose é um polímero formado por longas cadeias de glicose conectadas por ligações glicosídicas (Figura 10). O tamanho dessas cadeias de glicose define a resistência a tração da fibra de celulose e é caracterizado pelo seu Grau de Polimerização (GP).



Fonte: Próprio autor

Existem três mecanismos principais de degradação do papel isolante: hidrólise, pirólise e oxidação. Quaisquer deles provoca quebra das ligações glicosídicas e, quanto maior o número dessas quebras, menor será o grau de polimerização da fibra, conseqüentemente, menor será sua resistência mecânica e mais quebradiço ficará o papel, aumentando assim o risco de falhas internas [18].

O papel kraft sem uso, possui seu GP em torno de 1200 a 1500 e, no transformador novo, após a secagem, o papel isolante apresentará GP variando entre 800 e 100 e 0,5% de umidade. Após o que se considera o tempo de vida útil do transformador, operando a altas temperaturas, na presença de umidade e oxigênio, o papel isolante torna-se quebradiço, muda de cor e o valor do seu GP cai para cerca de 200 e sua resistência mecânica torna-se apenas 20% da de um papel novo [39].

3.4.1 Compostos furânicos presentes no óleo

Como dito anteriormente, diversas substâncias são produzidas durante o processo de degradação da celulose, podendo-se destacar o hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etileno (C_2H_4), água (H_2O) e, principalmente, o monóxido (CO) e o dióxido de carbono (CO_2). Mas, nesse processo também são produzidos compostos furânicos: 5 hidroximetil – 2 furfural (5H2F), álcool furfurílico ou 2 forfurool (2FOL), furfural ou furfuraldeído ou furaldeído (2FAL), 5 metil – 2 furfural (5M2FAL), 2 acetilfurano ou 2 furil – metil – cetona (2ACF), ácido furóico. Este último é praticamente insolúvel no óleo e por isso não é usado para avaliar o nível de degradação do papel, e o furfuraldeído (2FAL) aparece em maior concentração sendo o mais usado como indicador da degradação do papel. A análise furfural do óleo pode ser facilmente realizada, sem desligamento do equipamento, através de cromatografia líquida [18] [38].

A análise furfural, como é chamada a análise dos furanos dissolvidos no óleo, não é realizada de forma rotineira ou periódica nos transformadores de energia. O controle da concentração de furanos do óleo pode ser utilizado para uma medição do grau de polimerização do isolamento do papel, fornecendo diagnósticos confiáveis relacionados ao restante da sua vida útil [4, 39].

Segundo [40], de acordo com a concentração dos compostos furânicos no óleo é possível avaliar o transformador, como mostrado na Tabela 8.

Tabela 8 - Efeitos relacionados aos compostos furânicos

Furano	Efeito
5H2F	Oxidação
2FOL	Alto Teor de Umidade
2FAL	Sobreaquecimento Geral ou Envelhecimento Normal
2ACF	Raro. Efeitos Não Definidos.
2M2F	Altas Temperaturas.

Fonte: Stebbins, R. D. ; Myers, D. S.; Shkolnik, A. B. (2003) [40]

3.4.2 Análise furfural e sua relação com o grau de polimerização

Aferir o grau de polimerização do isolante sólido de um transformador, para diagnosticar o envelhecimento da sua isolação sólida, requer a retirada de várias amostras de papel isolante do seu enrolamento, o que só pode ser feito após o desligamento e drenagem da unidade. Representando além de despesas para a empresa detentora, o risco de dano ao equipamento. Recorre-se então à modelos que relacionam a concentração de furfuraldeído (2FAL) dissolvido no óleo, com o grau de polimerização (GP).

Existem diversos modelos correspondentes a diferentes equações que relacionam a concentração de 2FAL com o GP do isolamento. Todos baseados nos modelos empíricos de Burton, Chendong, mostrados em (13) e (14). Entretanto, ainda não existe uma fórmula, de aplicação universal [18, 38, 40].

$$GPFUR = -187,5 \cdot \log(2FAL_{ppm}) + 467,5 \quad (13)$$

$$GPFUR = -285,71 \cdot \log(2FAL_{ppm}) + 431,43 \quad (14)$$

Stebbins [40] propôs uma modificação na equação proposta por Chendong para atender a equipamentos que utilizam papel termoestabilizado chegando a (15).

$$GPFUR = -285,71 \cdot \log(2FAL_{ppm}) + 447,29 \quad (15)$$

Para uma mesma concentração de 2FAL, existirá mais de um GP ao longo do isolamento sólido, que dependem da distribuição de temperaturas e, principalmente, da umidade, já que os compostos furânicos são hidrofílicos e, portanto, sofrem acréscimo quando ocorre aumento do teor de água no óleo. Experiências demonstram que 1ppm de 2FAL no óleo, corresponde a 800 de grau de polimerização a 95 °C, ou a 900 GP a 85 °C, no caso do material celulósico se encontrar com um baixo teor de umidade ($\leq 1\%$). No caso da celulose se encontrar úmida (teor de umidade cerca de 4%), 1ppm de 2FAL corresponde a um GP de 600, a 95 °C e a um GP de 500, a 85 °C [18].

Não existem ainda estudos conclusivos sobre a influência de fenômenos elétricos como descargas elétricas e/ou descargas parciais, no interior do equipamento, sobre a concentração de 2FAL, no óleo.

3.5 Índice de Saúde

O conceito de indexação de saúde é uma metodologia de análise proposta para ajudar nas ações de avaliação da condição de transformadores em serviço e no agendamento da sua manutenção e reinvestimento. Basicamente a metodologia envolve a combinação dos resultados de observações operacionais, inspeções e testes de campo e laboratório considerando uma metodologia de pontuação objetiva e quantitativa de cada resultado, para fornecer a saúde geral do ativo. O cômputo total das pontuações é chamado de *índice de saúde* do transformador. Trata-se de uma ferramenta poderosa para gerenciar ativos e identificar necessidades de investimento, além de priorizar investimentos em programas de capital e manutenção. É um indicativo da adequação do ativo para o serviço contínuo além de representativo da sua saúde global. Por isso, não é uma maneira exata de cálculo da condição do ativo, mas sim uma forma de quantificá-lo para que possa ser facilmente representado e comparado em larga escala [2, 4].

O princípio geral da criação de um índice de saúde é que há necessidade de considerar o impacto dos resultados individuais dos testes na condição técnica do transformador e no desenvolvimento dos processos de envelhecimento. [2, 20].

3.5.1 Subcomponentes que causam falhas no transformador

Para avaliar a condição geral de um transformador de potência é necessário incluir tantos dados quanto estiverem disponíveis e adequados para uma avaliação adequada. Assim, um dos principais passos para a criação do modelo de índice de saúde é identificar quais os principais mecanismos de deterioração, de degradação e de falha a que um transformador pode ser submetido durante o seu ciclo de vida [2, 4].

Para a composição de um indexador de saúde com larga abrangência (completo), seis subcomponentes mais susceptíveis a falhas podem ser considerados, de acordo com [2] e [18], são: enrolamentos, núcleo, óleo, tanque, buchas e comutadores.

Como foi dito no capítulo anterior, uma falha no enrolamento é considerada a falha mais grave que um transformador pode experimentar, juntamente com as falhas no núcleo, que são consequência de aquecimentos causados, respectivamente, por danos na isolação sólida do enrolamento ou por danos na camada de isolamento entre as lâminas do núcleo. Entretanto, ambos também podem sofrer com estresses externos, geralmente críticos, em comparação com os demais riscos de falha do transformador, como por exemplo raios, sobretensões de chaveamento, curto-circuito e falha de terra.

O óleo mineral, como dito, fornece informações importantes sobre o estado do isolamento do transformador quando se analisam o teor dos gases e os compostos químicos presentes em uma amostra. Os modos de falha do óleo na maioria dos casos estão relacionados com a sua degradação gradual.

As principais falhas relacionados com o tanque principal de um transformador envolvem o envelhecimento de retentores, juntas e danos ao seu revestimento. Entretanto, como foi observado anteriormente, o tanque de expansão e o sistema de refrigeração são equipamentos auxiliares, ligados ao tanque, que desempenham papel muito importante. No tanque de expansão, as falhas mais comuns estão relacionadas às bombas de óleo. Em alguns casos, a umidade e o oxigénio entram em contacto com o óleo do transformador, acelerando seu envelhecimento.

Com relação às buchas, deve-se observar sua superfície, muito suscetível à formação de arcos e tomar excessivo cuidado com as conexões que, se não forem bem feitas, podem levar a aumento da temperatura local e favorecer a formação de gases.

Os comutadores sofrem com o problema do desgaste mecânico e com a produção de gases em seu interior devido à formação de arco elétrico no momento da interrupção da corrente sob carga. São componentes muito exigidos durante a operação dos transformadores.

3.5.2 Critérios de Pontuação

Identificados os subcomponentes principais que causam falhas nos transformadores, é possível estabelecer um modelo para obtenção de um indexador de saúde baseado em ensaios de manutenção preventiva e dados de manutenção e operação, realizados a partir do comissionamento do transformador. A determinação do IS utiliza um sistema de pontuação em que cada subcomponente do transformador possui uma faixa de pontuação estabelecida e recomendada pelas normatizações internacionais do *IEC* [11] e do *IEEE* [10] e recebe pontuações de acordo com o seu estado.

Uma dessas propostas mais completas é apresentada detalhadamente em [2] e leva em consideração vinte e dois critérios/fatores ponderados de acordo com (16) e com a Tabela 9, conforme mostra a Figura 11. As duas frações diferentes mostradas em (16) representam a condição do transformador e do comutador respectivamente. Os fatores de 0,6 e 0,4 são usados para refletir a proporção de falhas do comutador em relação aos outros tipos de falhas possíveis, de acordo com uma pesquisa realizada pelo CIGRE em 1983 [2].

$$IS = 0,6 \times \frac{\sum_{i=1}^{19} S_i W_i}{\sum_{i=1}^{19} W_i} + 0,4 \times \frac{\sum_{i=20}^{22} S_i W_i}{\sum_{i=20}^{22} W_i} \quad (16)$$

Cada um dos fatores diagnósticos possui um fator de ponderação/peso, W_i , de acordo com sua importância na probabilidade de o transformador apresentar falha ou não. Assim, de acordo com o resultado da análise realizada para cada um dos vinte e dois fatores diagnósticos, o critério é classificado em cinco faixas (A, B, C, D ou E) e sua pontuação correspondente (4, 3, 2, 1, 0), S_i , é multiplicada pelo seu respectivo peso. Os resultados são somados e divididos pela soma dos pesos.

O mais interessante na maneira como [2] aponta a obtenção do índice de saúde é, justamente, o fato do seu cálculo ser ponderado, permitindo assim sua adequação às

particularidades e disponibilidade dos dados da empresa de energia local. Por exemplo, não é usual no Brasil a realização de análises físico-químicas, cromatográficas ou o uso de outras técnicas de manutenção mais avançadas nos comutadores dos transformadores de potência, que costumam ter seu óleo substituído periodicamente ou de acordo com o número de comutações, já que é muito solicitado [18]. Desta forma, o índice de saúde faz mais sentido desconsiderando o comutador, ou seja, através de (17).

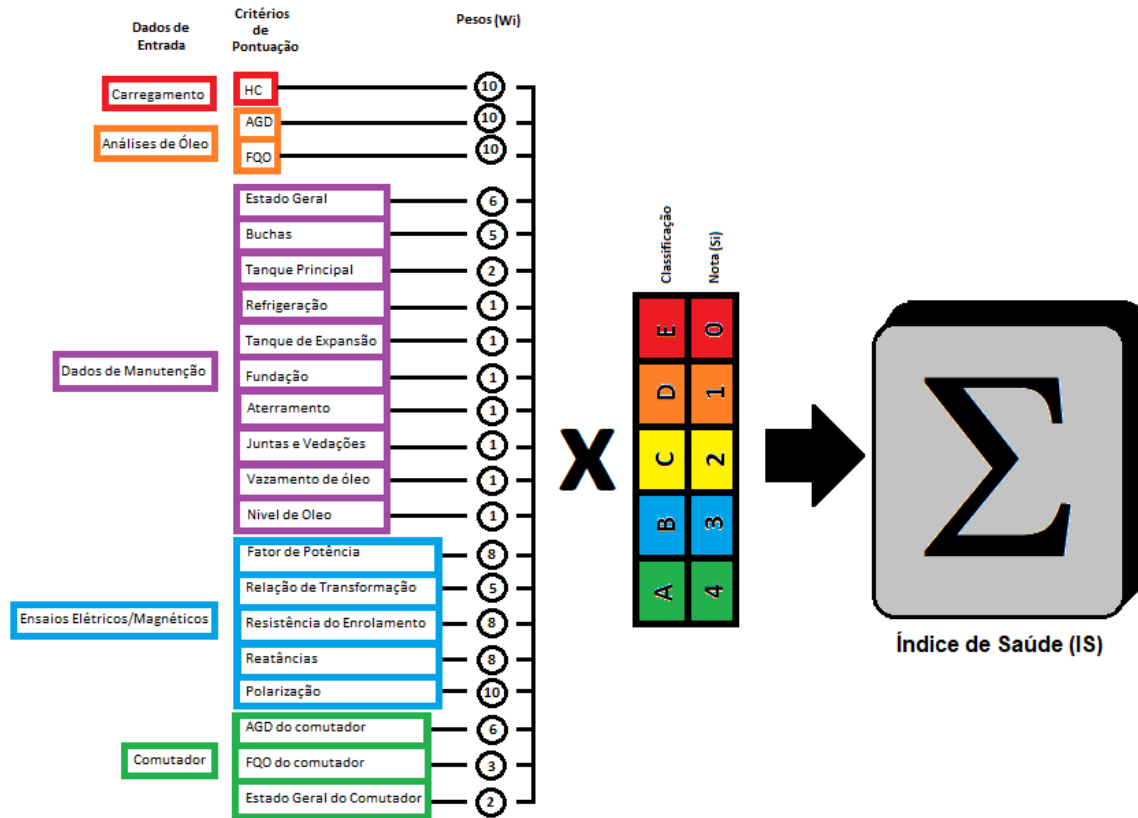
$$IS = \frac{\sum_{i=1}^{19} S_i W_i}{\sum_{i=1}^{19} W_i} \quad (17)$$

Tabela 9 - Critério de Pesos e Pontuações do Indexador de Saúde

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: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

Figura 11 - Diagrama de funcionamento do indexador de saúde padrão



Fonte: Próprio Autor

Cada um dos critérios de pontuação é apresentado e discutido a seguir.

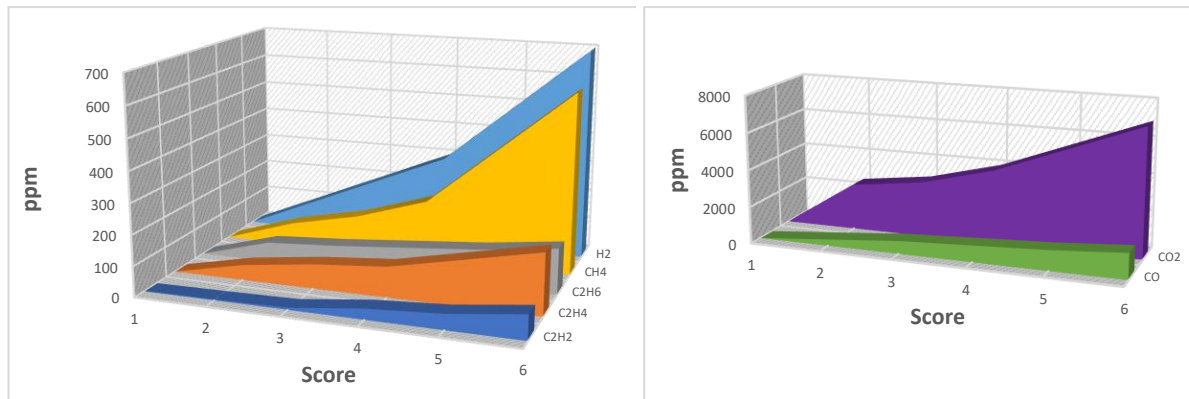
A. AGD

Como já foi dito, gases são produzidos no interior do transformador durante o seu funcionamento, devido a deterioração do óleo isolante e de materiais de isolamento sólidos feitos de celulose utilizados na sua construção. E a presença desses gases aumenta a taxa de degradação do óleo e da celulose representando um ciclo vicioso.

A AGD está entre as principais técnicas preditivas, não-invasivas e de baixo custo, utilizadas para a detecção de falhas em transformadores imersos em óleo mineral isolante [41]. Além disso, esta ferramenta de diagnóstico para ser aplicada não necessita que a unidade seja desligada, evitando a parada no fornecimento de energia elétrica que geraria mais despesas à empresa transmissora.

Para obtenção do índice de saúde os resultados dos testes das análises de gases dissolvidos são pontuados, de acordo com a concentração de gases encontrados (em ppm), como ilustrado na Figura 12, e indicado na Tabela 10 com as mesmas cores, sendo C_2H_2 o gás de maior importância com peso $W_i = 5$, seguido por CH_4 , C_2H_6 e C_2H_4 com peso $W_i = 3$, H_2 com peso $W_i = 2$ e os demais com peso $W_i = 1$.

Figura 12 - Pontuação para cada gás dissolvido



Fonte: Próprio Autor

Tabela 10 - Fatores de pontuação e peso para AGD

Gás	S_i						W_i
	1	2	3	4	5	6	
H_2	≤100	100-200	200-300	300-500	500-700	≤700	2
CH_4	≤75	75-125	120-200	200-400	400-600	≤600	3
C_2H_6	≤65	65-80	80-100	100-120	120-150	≤150	3
C_2H_4	≤50	50-80	80-100	100-150	150-200	≤200	3
C_2H_2	≤3	3-7	7-35	35-50	50-80	≤80	5
CO	≤350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	≤1400	1
CO_2	≤2500	≤3000	≤4000	≤5500	≤7000	≤7000	1

Fonte: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

O fator AGD é calculado por (18).

$$AGD = \frac{\sum_{i=1}^7 S_i W_i}{\sum_{i=1}^7 W_i} \quad (18)$$

A avaliação do transformador, e sua nota, de acordo com a avaliação da AGD é mostrada na Tabela 11.

Tabela 11 - Avaliação do transformador baseado no fator AGD

Nota	Condição	Fator AGD
4	Bom	$AGD < 1,2$
3	Aceitável	$1,2 \leq AGD < 1,5$
2	Atenção	$1,5 \leq AGD < 2,0$
1	Ruim	$2,0 \leq AGD < 3,0$
0	Muito ruim	$AGD \geq 3,0$

Fonte: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

B. FQO

A condição do óleo do transformador é uma quantidade importante, tanto no que diz respeito a probabilidade de falha quanto à sua taxa de envelhecimento. A análise do fator de qualidade do óleo isolante emprega ensaios físico-químico de amostras do óleo isolante para realizar a avaliação dos elementos presentes.

Tabela 12 - Pontuação e Pesos do FQO

Parametros	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)	$\leq 0,04$	1	1
	0,04 - 1	2	
	1,0 - 0,15	3	
	$\geq 0,15$	4	
Fator de dissipação (%)	$< 0,1$	1	3
	0,1-0,5	2	
	0,5-1,0	3	
	$\geq 1,0$	4	
Coloração	$\leq 1,5$	1	2
	1,5-2,0	2	
	2,0-2,5	3	
	$\geq 2,5$	4	
Teor de Água (ppm)	≤ 20	1	4
	20-30	2	
	30-40	3	
	> 40	4	

Fonte: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

Os parâmetros, valores limite e os fatores de peso são recomendados pelo IEEE C57.106-2006 [42] e IEC 60505 para o uso continuado de óleo isolante. Tendo para cada parâmetro as pontuações e pesos apresentados na Tabela 12, o FQO pode ser determinado por meio de (19) e sua nota final é obtida de acordo com a Tabela 13.

$$FQO = \frac{\sum_{i=1}^6 S_i W_i}{\sum_{i=1}^6 W_i} \quad (19)$$

Sendo S_i a pontuação específica de cada elemento de acordo com o seu nível de concentração e W_i sendo o peso ponderado em função da relevância da presença do elemento no isolante líquido, ambos também indicados na Tabela 12.

Tabela 13 - Avaliação do transformador baseado no fator FQO

Nota	Fator de Qualidade Oleo Isolante (FQO)
4	$FQO \leq 1,5$
3	$1,5 < FQO \leq 2$
2	$2 < FQO \leq 3$
1	$3 < FQO \leq 3,5$
0	$3,5 < FQO \leq 4$

Fonte: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

C. HC

O registro dos picos mensais de carga é empregado para calcular a contribuição do HC no cálculo do índice de saúde.

O valor do fator diagnóstico HC é obtido de acordo com a relação $\frac{S_I}{S_B}$, sendo S_I a máxima potência registrada no mês e S_B a potência nominal do equipamento, e categorizado em cinco grupos de acordo com a Tabela 14.

Tabela 14 - Categorias que agrupam as medições do histórico de carregamento

N_0	número de medições $S_I/S_B < 0,6$
N_1	número de medições $0,6 < S_I/S_B < 1$
N_2	número de medições $1 < S_I/S_B < 1,3$
N_3	número de medições $1,3 < S_I/S_B < 1,5$
N_4	número de medições $S_I/S_B > 1,5$

Fonte: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

A partir dos registros no número de medições de $\frac{S_L}{S_B}$ mensais, é calculado um valor para o histórico de carga conforme (20).

$$HC = \frac{\sum_{i=0}^4 (4-i)N_i}{\sum_{i=0}^4 N_i} \quad (20)$$

A partir deste procedimento, os transformadores que aparentemente operaram de forma fortemente carregada, pois, tiveram muitos picos, terão um baixo valor de HC, enquanto altos valores de HC serão recebidos por transformadores com poucos picos mensais.

A nota final para os transformadores, baseada no valor obtido para o fator diagnóstico HC é dada conforme a Tabela 15.

Tabela 15 - Avaliação dos transformadores baseada no HC

Pontuação	HC
4	$HC \geq 3,5$
3	$2,5 \leq HC < 3,5$
2	$1,5 \leq HC < 2,5$
1	$0,5 \leq HC < 1,5$
0	$HC \leq 0,5$

Fonte: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

D. FATOR DE POTÊNCIA

A medição do fator de potência ou fator de dissipação é um teste de rotina e permite interpretar a condição do transformador e da sua bucha. Este fator difere da definição usualmente empregada em sistemas de potência baseada na relação da potência ativa e potência aparente. O parâmetro envolve um teste realizado para determinar a condição do isolamento capacitivo entre diferentes enrolamentos e compartimentos.

Considerando que uma mudança na capacitância indica um colapso entre as camadas capacitivas dos isoladores, um aumento da dissipação/fator de potência pode também indicar

problemas como umidade, envelhecimento, partes carbonizadas ou maus contatos. A medição da capacitância do isolamento do transformador e do fator de potência em tensões até 10 kV (a 50 ou 60 Hz) tem sido usada tanto como teste de rotina quanto para fins de diagnóstico. Os testes são realizados em diversas configurações entre os enrolamentos e entre os enrolamentos e a terra. O FP_{max} é o maior entre todos os fatores de potência medidos.

A Tabela 16 recomenda um método de classificação para o fator de potência de transformadores [2, 4].

Tabela 16 - Avaliação dos transformadores baseado no maior fator de potência

Nota	FP_{max}
4	$FP_{max} < 0,5$
3	$0,5 \leq FP_{max} < 1,0$
2	$1,0 \leq FP_{max} < 1,5$
1	$1,5 \leq FP_{max} < 2,0$
0	$FP_{max} \geq 2,0$

Fonte: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

E. ANÁLISE DE DADOS DE MANUTENÇÃO (ADM)

O impacto da ADM é avaliado com base no número de manutenções corretivas realizadas nos últimos 5 anos e pontuado de acordo com as faixas apresentadas na Tabela 17 [2].

Tabela 17 - Tabela de Pontuação de acordo com Análise do Histórico de Manutenção

Componentes do Transformador	Pontuação				
	4	3	2	1	0
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: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

F. ENSAIOS ELÉTRICOS E MAGNÉTICOS

Para os ensaios elétricos e magnéticos como resistência, reatância, relação de transformação e polarização não existem valores de referência. Portanto, os resultados devem ser comparados com os valores de fábrica, ou com valores obtidos em ensaios anteriores, e podem dar indicações sobre a existência de espiras em curto-circuito, conexões e contatos em más condições de condução elétrica e suas propriedades dielétricas [18].

3.5.3 Classificação e Pontuação Final

Com base no valor obtido para cada fator diagnóstico (ou critério de pontuação) calcula-se o IS, que fornece uma descrição da condição geral, normalizado para uma pontuação máxima de 100, tal como dado na Tabela 18. Em que 100% representa a condição saudável e menos do que 25% representa o mau estado [2].

Tabela 18 - Índice de Saúde (IS) e Expectativa de Vida de Transformadores de Potência

IS	Condição	Expectativa de Vida	Requisitos de Manutenção
85 - 100	Muito Bom	Mais de 15 anos	Manutenção Normal
70 - 85	Bom	Mais de 10 anos	Manutenção Normal
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: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

3.6 Análise Estatística de Falhas

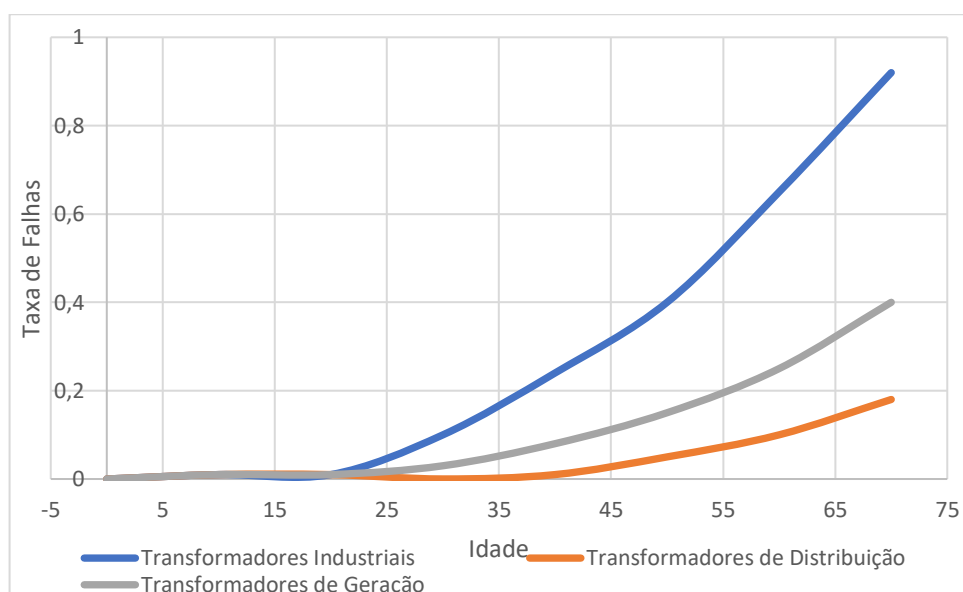
O padrão de falha de um transformador de potência segue uma curva tal qual a ilustrada na Figura 13, de acordo com um grupo de trabalho do CIGRE, em uma pesquisa realizada em 13 países espalhados pela Europa, América do Norte e Austrália [4].

O procedimento comum para a análise estatística da vida útil de um determinado equipamento consiste na coleta de dados, seleção do modelo de distribuição, ajuste dos dados ao modelo e obtenção dos parâmetros determinantes.

Através de análise estatística é possível, utilizando informações sobre transformadores que falharam e que ainda estão em operação, ajustar um modelo matemático para obter os parâmetros da distribuição de probabilidade de falha versus idade do equipamento. Assim, é possível estimar em que período da vida os componentes se encontram e o que pode ser esperado com relação a possibilidade de falhas futuras.

O processo é baseado em um modelo que utiliza uma ferramenta estatística. A mais utilizada é a conhecida como *Distribuição de Weibull*, a partir da qual são obtidos os parâmetros da distribuição de probabilidade de falha versus idade, para diferentes populações de transformadores, o que permite estimar sua expectativa de vida.

Figura 13 - Taxa de Falha versus Idade para diferentes tipos de transformadores de acordo com CIGRÉ



Fonte: Jahromi, A.; Piercy, R.; Cress, S.; Service, J; Fan, W [4]

É importante observar que em estudos de estimativa de vida de transformadores é muito forte a influência de *outliers*² sobre a predição do número de falhas, bem como interferência na largura dos limites de confiança. Assim, em todas as análises é mandatório a execução de testes para a determinação se o valor mais extremo em uma amostra é um *outlier*, e, conseqüentemente levando ao ajuste dos parâmetros da distribuição de *Weibull*.

² Em estatística, **outlier**, valor aberrante ou valor atípico, é uma observação que apresenta um grande afastamento das demais da série (que está "fora" dela), ou que é inconsistente.

Pode ser utilizado qualquer método de identificação de *outliers*, como Gráfico de Box, Modelos de Discordância, Teste de *Grubbs* ou Teste de *Dixon*, entre outros.

Em [43], como mencionado no estado da arte, foi realizado um estudo em que foram analisados cerca de 200 transformadores de potências entre 15 MVA e 175 MVA e tensão entre 110 kV e 150 kV, com idades entre 5 e 60 anos, utilizando um método puramente estatístico. As conclusões obtidas pelos autores indicam que o emprego de análise estatística pode contribuir na assertividade do modelo falha versus idade. Entretanto, há a necessidade de uma grande base de dados para a obtenção de melhores garantias de que os resultados prevejam corretamente as possibilidades futuras.

Por exemplo, transformadores que apresentaram falha, tiveram algum componente substituído e retornaram para operação, num estudo com poucas unidades serão considerados *outliers*, entretanto, esse é um procedimento recorrente nas empresas transmissoras de energia e essas unidades modificariam a característica da curva de Weibull.

A mesma observação pode ser feita para transformadores com enrolamentos reconicionados.

3.7 Análise Combinada (Estatística + Indexação de Saúde)

A análise combinada (AC) é uma metodologia que utiliza análise estatística de falhas em conjunto com o indexador de saúde. A metodologia 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 à partir de uma análise estatística, resultando em 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 no modelo obtido, passa a ser 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.

A obtenção do modelo consiste nas etapas a seguir [14] e depende de uma boa base de dados para que se tenha uma modelagem consistente e confiável.

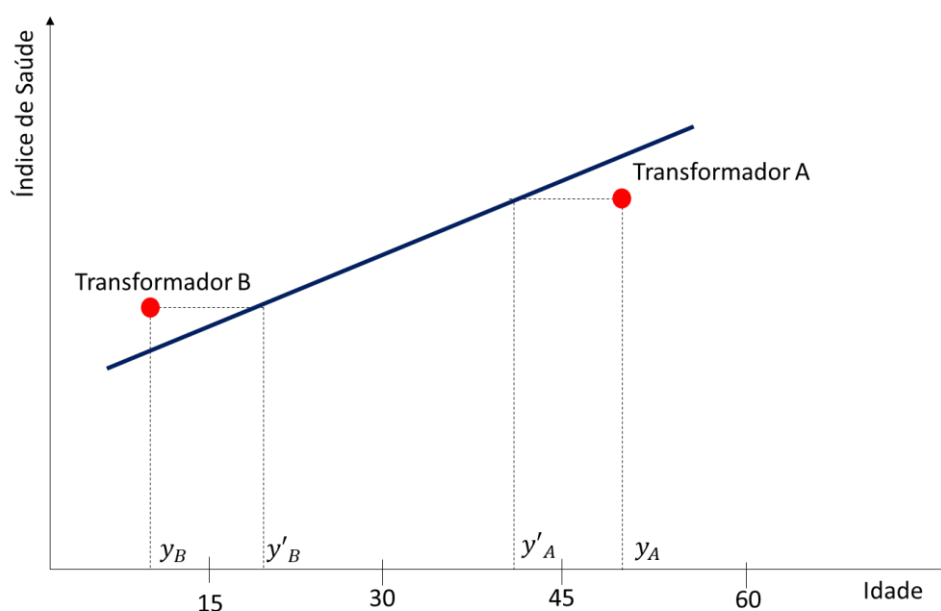
1) Os transformadores devem ser reunidos em grupos por idade e organizados em ordem crescente;

2) Deve ser calculado o índice de saúde médio para cada grupo etário;

Em geral, o esperado do ponto de vista de engenharia, é que o índice de saúde médio dos grupos aumente com o aumento da idade, já que à medida que a unidade envelhece, provavelmente vai estar sob mais estresses de operação e falhas que podem resultar em defeitos internos [14].

3) Obtém-se um gráfico (Figura 14) do índice de saúde versus a idade que pode ser utilizado para atribuir uma idade equivalente para os transformadores.

Figura 14 – Gráfico para ajuste da Idade em Função do Índice de Saúde



Fonte: Abbasi, Ehsan ; Malik, Omp (2016) [14]

3.7.1 Ajustando a idade em função do índice de saúde

Uma vez que o valor do Índice de saúde de um transformador é calculado usando as inspeções de campo e testes, o valor de idade que corresponde ao valor do índice de saúde é utilizado em vez da idade calendário [14].

Na Figura 14 é possível visualizar o ajuste da idade de dois transformadores, A e B, com base nos seus valores do índice de saúde. Note que, o índice de saúde do transformador A

está localizado abaixo do gráfico, portanto, sua idade deve ser ajustada para um valor menor. Ou seja, considerando os resultados da inspeção e dos testes, o transformador A está mais saudável do que o esperado e pode ser movido para a categoria de idade respectiva a sua condição que é indicada por y'_A na figura. Por outro lado, o transformador B apresenta um estado de saúde pior do que o esperado para sua categoria de idade. Dessa forma, sua idade deve ser ajustada para uma idade mais alta, de acordo com a figura y'_B .

Depois que as idades ajustadas dos transformadores de potência são ajustadas pelo modelo anterior, os novos de idade podem ser inseridos em um modelo de estatístico de probabilidade de falha para encontrar seu valor real de probabilidade de falha e sua estimativa de vida mais realista. A função de risco do modelo de *Weibull*, com as estimativas e valores, pode ser usada.

A limitação deste modelo está na base de dados. A base de dados para a formulação da curva de ajustes das idades precisa ser muito consistente para que o modelo seja confiável.

3.8 Considerações Finais

Foram apresentados diferentes métodos e modelos para estimativa da saúde de transformadores de potência que podem ser aplicados sozinhos ou de maneira combinada.

Por exemplo, as análises de óleo e furfural podem se combinar para obtenção de um índice de saúde, juntamente com outros fatores. Ou ainda das análises estatísticas podem ser combinadas com os valores dos índices de saúde na busca por uma melhor estimativa.

A perda de vida percentual (perda de vida versus temperatura de *hot spot*) é a única metodologia que não aparece combinada com nenhuma outra. No entanto, apresenta duas vantagens significativas. A primeira vantagem se encontra no fato dessa técnica permitir observar a saúde do transformador durante o seu funcionamento em serviço, pois, utiliza dados da curva diária de carga. E a segunda vantagem está no fato de que este modelo permite a inclusão, se houverem dados disponíveis, das distorções harmônicas no estudo da saúde dos transformadores de potência.

E se essa metodologia fosse combinada com outras para formar um índice de saúde aprimorado? É o que este trabalho propõe nos capítulos seguintes.

CAPÍTULO 4 – PROPOSTA DE NOVA METODOLOGIA PARA DIAGNÓSTICO DE SAÚDE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA CONSIDERANDO A DETERIORAÇÃO DA ISOLAÇÃO

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo introduz o índice de saúde aprimorado, ISA. Trata-se do novo modelo de indexação de saúde proposto, que utiliza a metodologia do índice de saúde tradicional, apresentada no item 3.5, porém considerando a redução do número de fatores de diagnósticos utilizados e a substituição do fator HC por um novo o critério que considera o carregamento médio diário do transformador, observando desta forma o desgaste do isolamento considerando a unidade “em serviço”. O ISA proposto utiliza somente fatores de diagnóstico facilmente disponíveis, que podem ser obtidos em intervalos de tempo menores, e que não necessitam do desligamento da unidade transformadora para serem obtidos. O resultado é um índice que permite o diagnóstico da saúde dos transformadores através da observação da degradação da sua isolação.

Por outro lado, para avaliar de forma adequada as metodologias de diagnóstico, objetos de análise deste trabalho, é fundamental a existência de um banco de dados consistente e confiável, considerando toda a gama de informações provenientes de ensaios e testes laboratoriais e de histórico de carregamento e de manutenções. Assim, inicialmente a descrição detalhada do parque de TP adotado para ser diagnosticado, em conjunto com a descrição da coletânea das informações são apresentados.

Por fim, os resultados dos diagnósticos obtidos utilizando o ISA proposto são confrontados diretamente com os obtidos pelo o IS tradicional, para inferir eficácia relativa e discussões críticas.

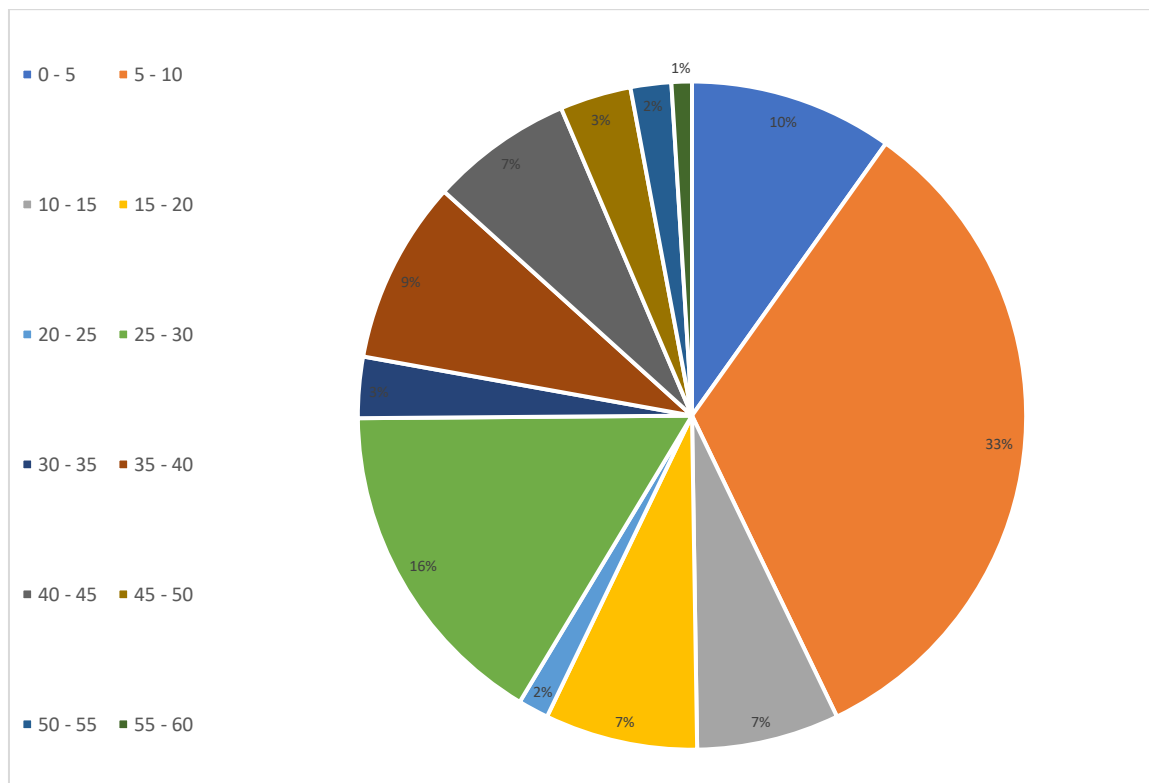
4.2 Parque de Transformadores de Potência Avaliado

A metodologia de diagnóstico proposta foi aplicada em um parque de distribuição composto por 204 transformadores de potência, de uma companhia de distribuição de energia elétrica brasileira, com potências entre 3,75 MVA e 40 MVA, classe de tensão primária

de 138 kV, idades cronológicas entre 2 e 60 anos e resfriados por meio de convecção natural para o óleo e por meio de ventilação forçada nos radiadores (ONAF – Óleo Natural Ar Forçado).

As Figura 15 e 16 mostram a distribuição das idades e a distribuição das potências dos transformadores de potência integrantes do parque analisado. Além das idades e potências, o banco de dados criado para aplicação da metodologia proposta possui mais de 12.000 informações provenientes de ensaios físico-químicos e de análises de gases dissolvidos (AGD) do óleo isolante, de ensaios de grandezas elétricas, do histórico de carregamento e curvas diárias de carga médias do TP e do histórico de manutenções.

Figura 15 - Distribuição de idades dos transformadores de potência do parque avaliado

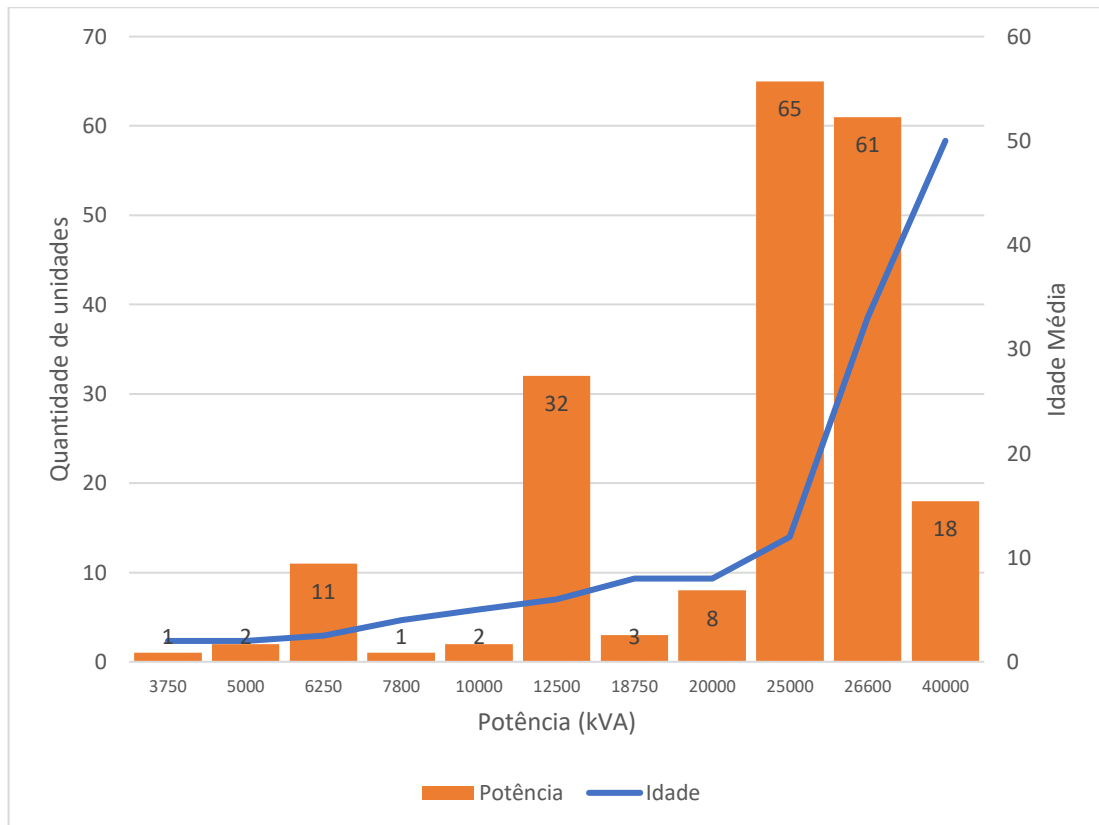


Fonte: Próprio Autor

Por meio das análises físico-químicas do óleo foram obtidas informações relacionadas com o teor de água, rigidez dielétrica, tensão interfacial, acidez, fator de dissipação e coloração. Analogamente, as quantidades em ppm de H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CO e CO₂, foram obtidas das análises de gases dissolvidos. Com relação as informações provenientes de ensaios de grandezas elétricas, carregamentos máximos mensais e curvas diárias de carga de

cada TP nos últimos seis meses, medições de resistências, reatâncias, polarização, relação de transformação e fator de potência foram consideradas. Além disso, informações relacionadas com histórico de manutenções de buchas, tanque, aterramento e conexões foram contabilizadas no banco de dados.

Figura 16 - Distribuição de Potências, em MVA, dos transformadores do parque avaliado



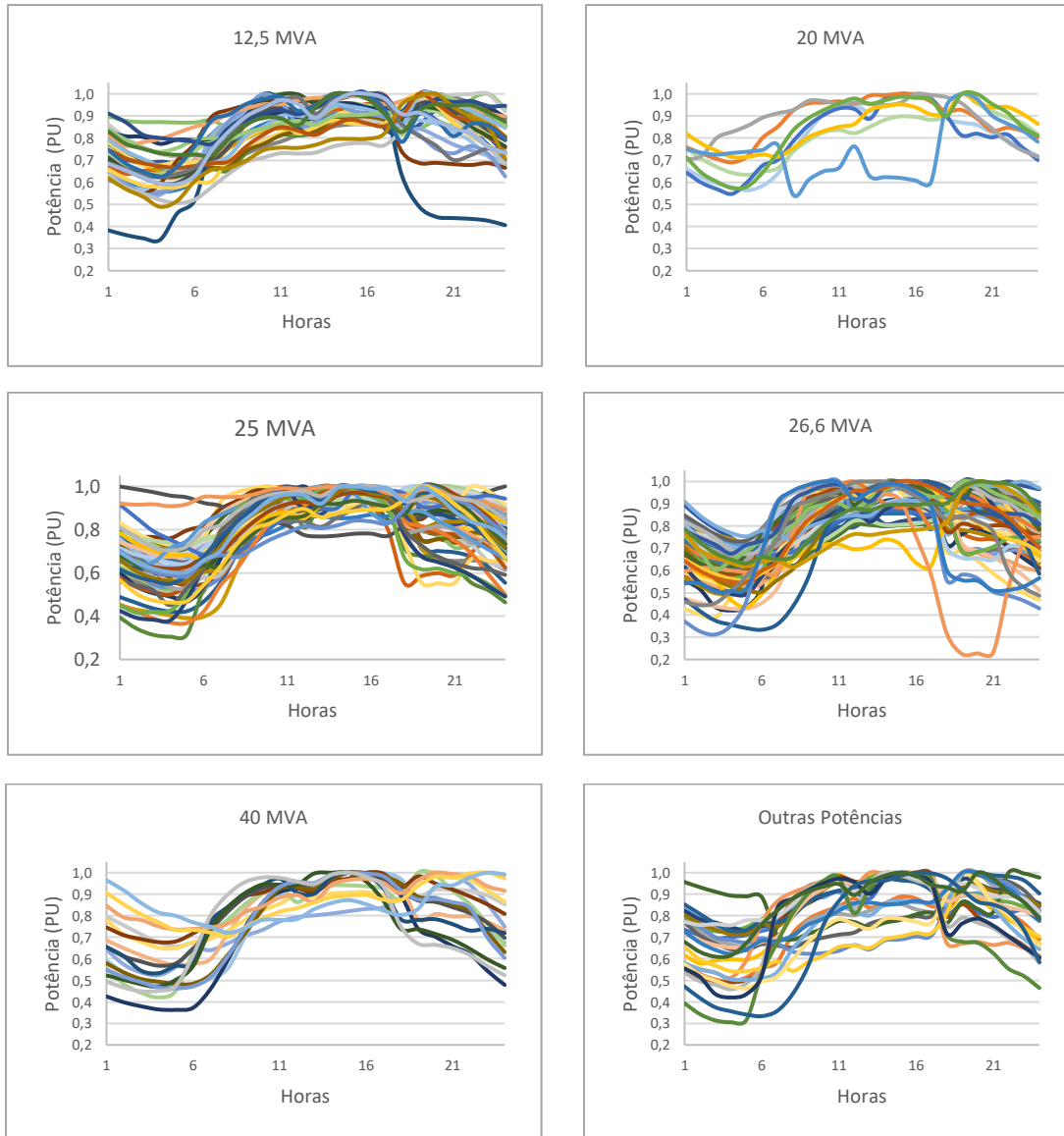
Fonte: Próprio Autor

A Figura 17 mostra coletâneas de curvas de carga médias diárias, em PU, agrupadas por faixa de potência. É possível constatar que todas as unidades apresentam particularidades inerentes à região onde estão instaladas, tais como, carregamentos mais ou menos acentuados ou horários de pico deslocados daquele regularmente esperado. Entretanto, possuem em comum o fato de não apresentarem carregamentos diários maiores que 1,0 pu, mesmo em seus horários de pico.

A partir do conjunto de informações disponíveis para cada TP do parque é possível aplicar as metodologias descritas no capítulo 3 para obter os valores das temperaturas de

ponto mais quente (hot spot) e da perda de vida percentual da isolação, para ser utilizada como novo fator diagnóstico na obtenção do novo índice de saúde proposto, chamado ISA.

Figura 17 – Curvas de Carga Médias Diárias (pu)



Fonte: Próprio Autor

4.3 Índice de Saúde Aprimorado (ISA)

A metodologia para a obtenção do diagnóstico por meio do ISA, tal como proposto, envolve a realização de uma sequência de operações com as informações disponíveis no banco de dados, descritas detalhadamente a seguir.

Primeiramente, considerando os dados de cromatografia gasosa e análises físico/químicas do óleo, as análises de gases dissolvidos e do fator de qualidade do óleo, são realizadas, conforme apresentado em [2] e descritos no item 3.5 do capítulo 3, para a obtenção do índice de saúde.

Na sequência, a partir dos dados da curva de carga média diária, em pu, de cada TP, calcula-se seu perfil de temperatura de *hot spot* diário (Capítulo 3, seção 3.2.1). Com o perfil de temperatura é possível obter a perda de vida diária percentual para os quatro valores de referência de vida útil normal do isolamento à temperatura de referência de 110 °C dados na Tabela 4 (Capítulo 3, seção 3.2.3).

É importante destacar que os parâmetros $PV4$, $PV3$, $PV2$ e $PV1$ são os valores de perda de vida diária percentual obtidos para 65.000, 135.000, 150.000, e 180.000 horas de vida útil de referência, respectivamente.

Assim, o critério sugerido leva em consideração a média aritmética entre $PV4$, $PV3$, $PV2$ e $PV1$ para obter a perda de vida (PV) do equipamento.

Neste ponto é importante observar que a perda de vida para a temperatura de referência de 110 °C no ponto mais quente ($F_{EQA}=1,0$) nas 24 h, de acordo com (3), é de 0,0133 % para 180.000 horas, 0,016 % para 150.000 horas, 0,018 % para 135.000 horas e 0,036 % para 65.000 horas.

Portanto, se a perda de vida (PV) calculada para o perfil de temperatura diário resultar em valor menor que 0,0133 % significa que o TP está trabalhando com temperatura média diária menor 110 °C e que sua expectativa de vida será maior que 180.000 horas (20 anos). Por outro lado, se resultar em valor maior que 0,036 % significa que o TP terá sua expectativa de vida diminuída drasticamente para menos de 7,5 anos.

Deste modo, as faixas de classificação para as notas do novo critério proposto (PV) ficam estabelecidas como indicado na Tabela 19.

Com relação a pontuação para as notas no PV, há a manutenção dos critérios estabelecidos no critério de diagnóstico original, ou seja, os TPs menos carregados terão notas maiores e os mais carregados terão notas menores.

Tabela 19 - Avaliação dos transformadores baseado no PV

Nota	PV
0	PV > 0,036
1	0,018 < PV ≤ 0,036
2	0,016 < PV ≤ 0,018
3	0,0133 < PV ≤ 0,016
4	PV ≤ 0,0133
$PV = \frac{PV1 + PV2 + PV3 + PV4}{4}$	

Fonte: Próprio Autor

Finalmente, é possível obter o resultado do ISA conforme diagrama apresentado na Figura 18, tomando a equação (21) e as ponderações apresentadas na Tabela 20.

$$ISA = \frac{\sum_{i=1}^{19} S_i W_i}{\sum_{i=1}^{19} W_i} \quad (21)$$

Tabela 20 - Pesos e Pontuações para o Índice de Saúde Aprimorado (ISA)

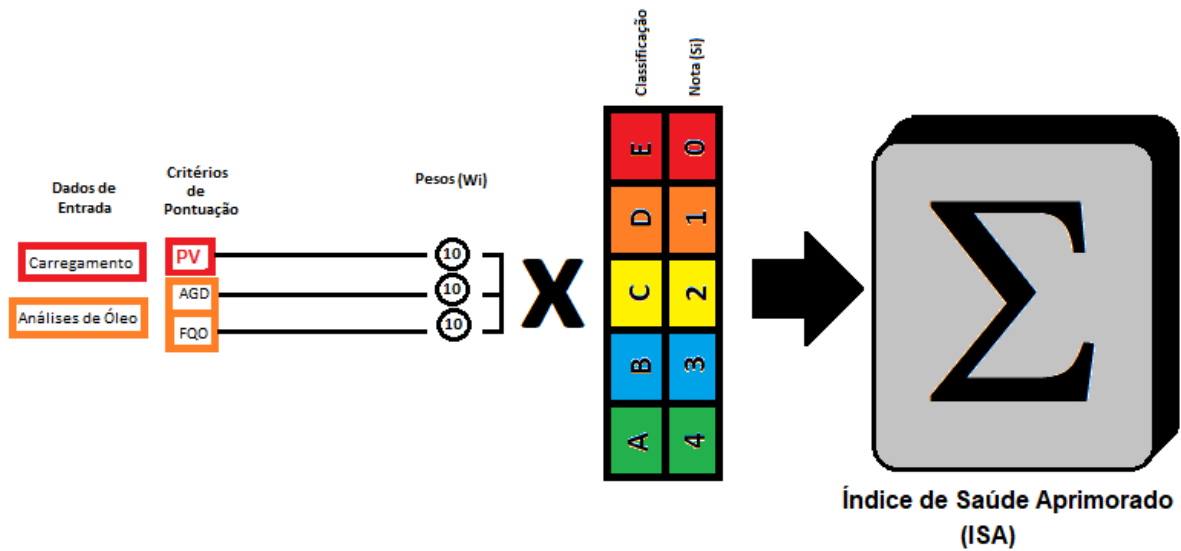
Item	Fator	Wi	Classificação	Si
1	AGD	10	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
2	FQO	10	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0
3	PV	10	A, B, C, D, E	4, 3, 2, 1, 0

Fonte: Próprio Autor

Com base no valor obtido para o ISA, normalizado para uma pontuação máxima de 100%, o diagnóstico da condição geral do TP pode ser obtido de forma análoga ao IS convencional pelas classes descritas na Tabela 18 e reproduzidas na Tabela 21.

As faixas de classificação são mantidas conforme o método IS, pois, as divisões foram feitas baseadas na deterioração dos componentes. Entre eles, os mais importantes, cuja deterioração mais afetam a saúde do transformador, estão os isolamentos, mantidos no ISA, através da AGD, da análise físico-química e do novo índice.

Figura 18 - Diagrama de blocos do Índice de Saúde Aprimorado (ISA), considerando dados de entrada, critérios de pontuação, ponderação e classificação.



Fonte: Próprio Autor

Tabela 21 - Índice de Saúde (IS) e ESTADO do transformador

IS	Condição	ESTADO	Requisitos de Manutenção
85 - 100	Muito Bom	Algum envelhecimento ou deterioração de um número limitado de componentes	Manutenção Normal
70 - 85	Bom	Deterioração significativa de alguns componentes	Manutenção Normal
50 - 70	Razoável	Deterioração significativa e generalizada ou deterioração grave de componentes específicos	Acompanhamento s periódicos
30 - 50	Ruim	Deterioração séria e generalizada	Iniciar plano de substituição
0 - 30	Muito Ruim	Deterioração extensa e grave	Substituição imediata

Fonte: Chitnavis, Kanika; Bhasme, Dr. N. R. [2]

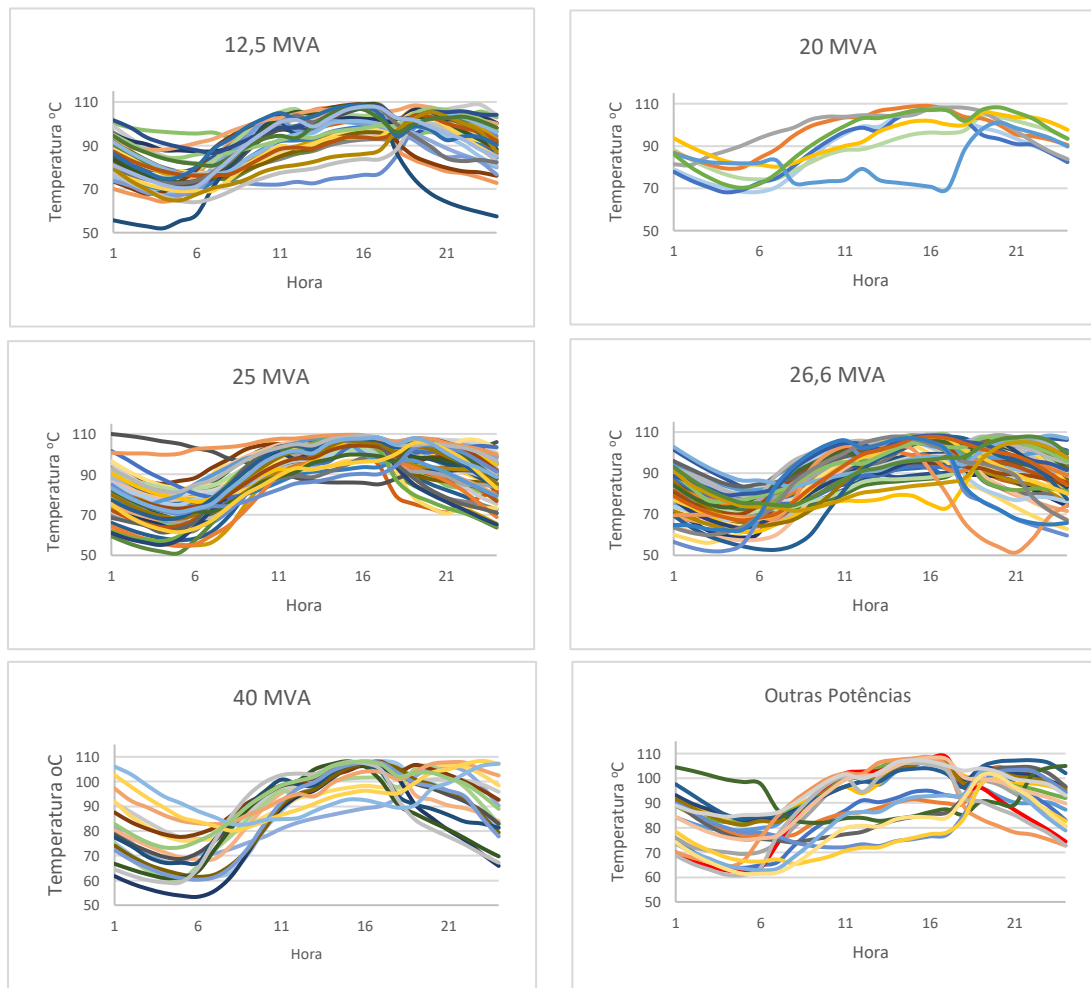
4.4 Avaliação diagnóstica do parque de TPs

As próximas seções tratam da aplicação do método proposto (ISA) para diagnosticar o parque de TP adotado para análise, e do confronto direto dos diagnósticos obtidos com os provenientes do IS tradicional para inferir a eficácia e discussões críticas.

4.4.1 Curvas de Temperatura de Ponto Quente

A Figura 19 mostra as curvas de *hot spot* obtidas para a coletânea dos TPs que compõe o universo de dados adotados para análise. É possível observar que todos se aproximam da temperatura de referência de 110 °C, alguns até alcançam esta temperatura. Todavia, nenhum TP a ultrapassa, mesmo nos horários de pico.

Figura 19 – Curvas de Temperatura de Hot Spot



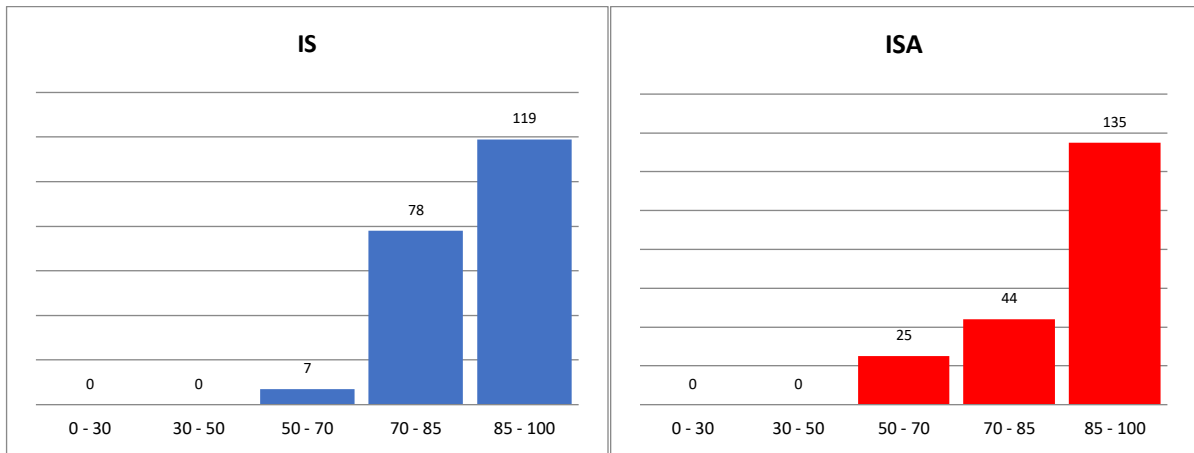
Fonte: Próprio Autor

4.4.2 Aplicação de ISA e IS

Considerando o banco de dados do parque e as metodologias descritas nas seções anteriores foram determinados o IS e o ISA para cada um dos TPs, sendo os resultados gerais apresentados na Figura 20. É possível observar que o ISA classifica um maior número de transformadores na condição “muito bom” (índice entre 85 % e 100 %) que o IS, mas também

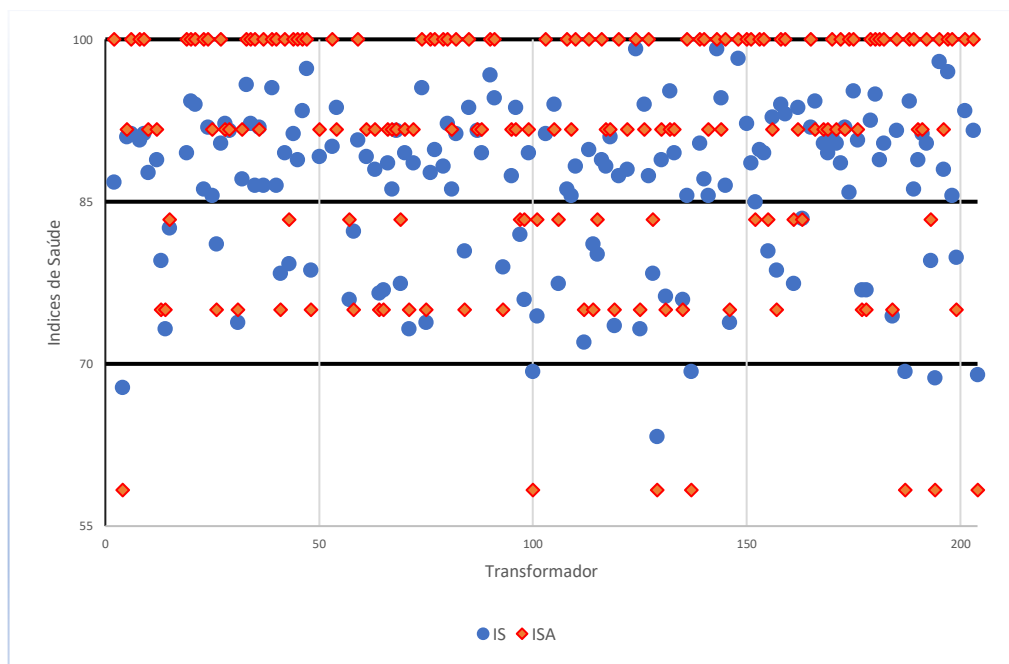
classifica um maior número de unidades na condição “razoável” (índice entre 50 % e 70 %) que o outro índice e resulta menos unidades na condição “bom”.

Figura 20 – Comparação entre os resultados obtidos para IS e ISA



Fonte: Próprio Autor

Figura 21 - Resultados Gerais de IS versus ISA – índices resultantes na mesma faixa

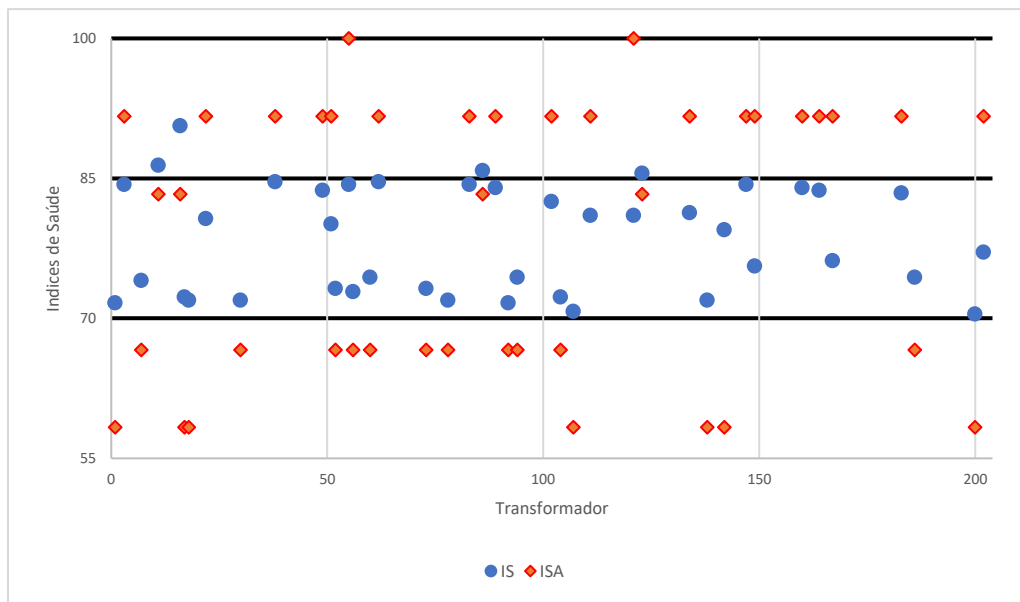


Fonte: Próprio Autor

Não obstante, entre a população de 204 transformadores de potência analisada, aproximadamente 80 % (162) apresentaram resultados na mesma faixa para ambos os índices, conforme pode ser observado nas Figura 21 e 22. Tratam-se de dois gráficos de nuvem de

pontos onde os pontos azuis representam os valores obtidos para IS e os pontos vermelhos representam os valores obtidos para ISA, para cada um dos TPs em análise. As faixas de manutenção, de acordo com a Tabela 21, são separadas pelas retas horizontais. Na Figura 21 estão separados todos os TPs cujos valores de IS e ISA resultaram na mesma faixa de manutenção e, na Figura 22, aqueles cujos valores resultaram em faixas diferentes.

Figura 22 - Resultados Gerais de IS versus ISA – índices resultantes em faixas diferentes



Fonte: Próprio Autor

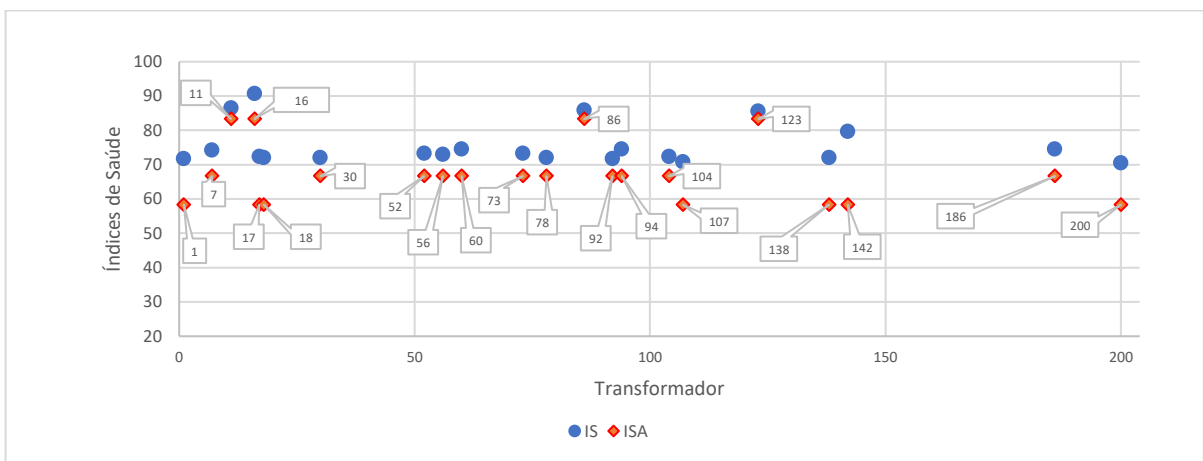
É importante salientar que na obtenção do IS convencional são utilizados dezenove critérios de diagnósticos, tais como, os fatores AGD, FQO, HC, históricos de manutenções (buchas, tanque principal e de expansão, aterramento, conexões, nível do óleo, entre outros) e ensaios elétricos (fator de potência, resistência do enrolamento, reatância, polarização e relação de transformação). Enquanto, para a obtenção do ISA proposto os critérios requeridos foram apenas a AGD, FQO e o novo fator diagnóstico proposto (PV). Neste contexto, salienta-se que foi obtida uma convergência de 80 % dos diagnósticos, em relação aos provenientes do IS, todavia, com a utilização de muito menos recursos, tanto econômicos quanto computacionais, uma vez que os três fatores diagnósticos requeridos são de fácil acesso e baixo custo.

Com relação ao conjunto de 20 % dos TPs (42 unidades) que apresentaram resultados diferentes nos diagnósticos, constatou-se que 22 TPs apresentaram ISA menor que IS e 20 TPs

apresentaram ISA maior que IS. As Figuras 23 e 24 apresentam gráficos de nuvem de pontos considerando os valores obtidos de ISA e IS para cada TP, apenas para os casos que resultaram em divergência, com a identificação do registro do TP para que seja possível essa visualização.

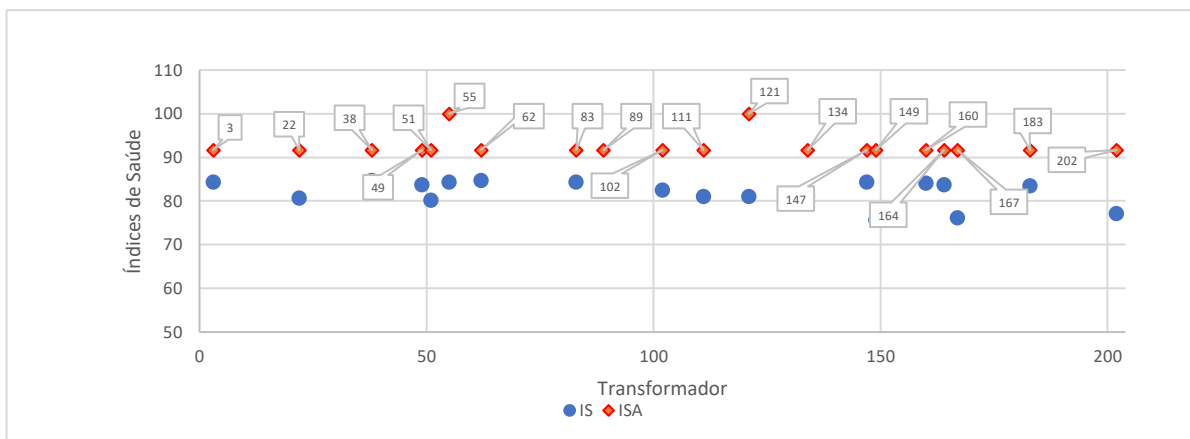
Com o objetivo de investigar as fundamentações das divergências nestes casos, a próxima seção apresenta uma análise e discussão com mais profundidade dos fatores de diagnóstico para este conjunto específico de TPs do parque.

Figura 23 - Comparação IS e ISA para os transformadores em que esses índices resultaram diferentes com $ISA < IS$



Fonte: Próprio Autor

Figura 24 - Comparação IS e ISA para os transformadores em que esses índices resultaram diferentes com $ISA > IS$



Fonte: Próprio Autor

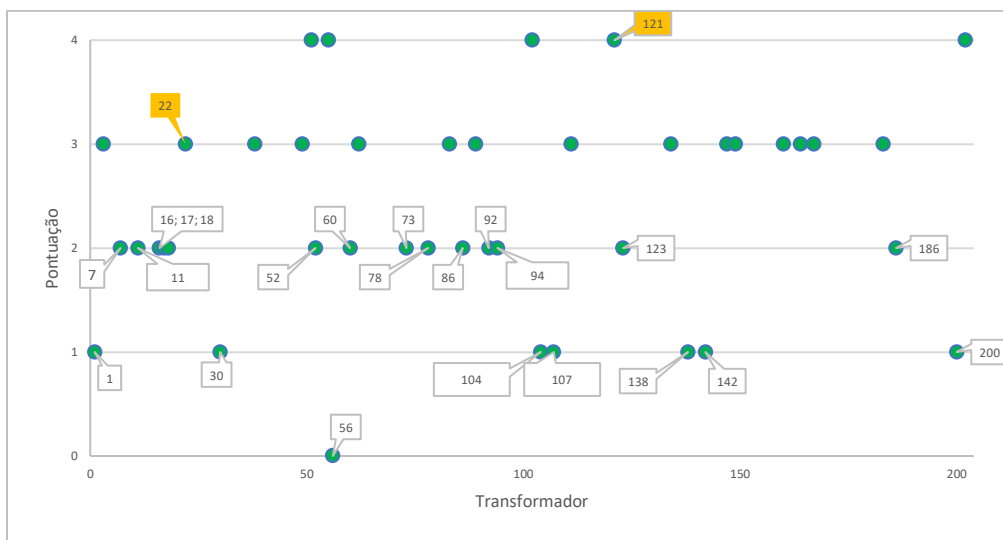
4.4.3 Estudo dos Fatores de Diagnósticos para Casos com Faixa de Classificação Diferentes

Concentrando o foco nos 42 transformadores que resultaram ISA e IS em faixas de classificação diferentes, as Figuras 25 a 28 apresentam em formato de gráfico as notas obtidas

para os fatores de diagnósticos utilizados na obtenção do ISA proposto. Especificamente, são apresentadas as notas da análise de gases dissolvidos (AGD), do fator de qualidade do óleo (FQO), da perda de vida percentual (PV) e do histórico de carregamento (HC).

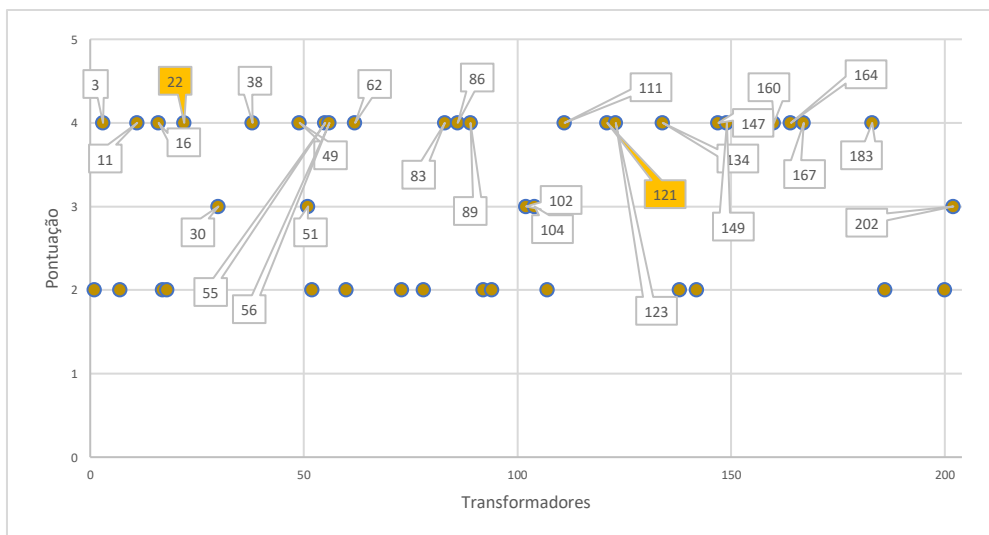
Nas Figura 25 e 26, é possível notar que todos aqueles que apresentaram $ISA > IS$ tiveram, além das altas notas de AGD, altas notas de FQO ($FQO \geq 3$). Entre esses aparecem dois casos emblemáticos, o transformador 22 e o 121, cujos valores de IS resultaram menores que ISA devido aos seus baixos resultados de HC, conforme ilustra a Figura 27.

Figura 25 - Resultados para AGD para os transformadores com ISA e IS em faixas diferentes



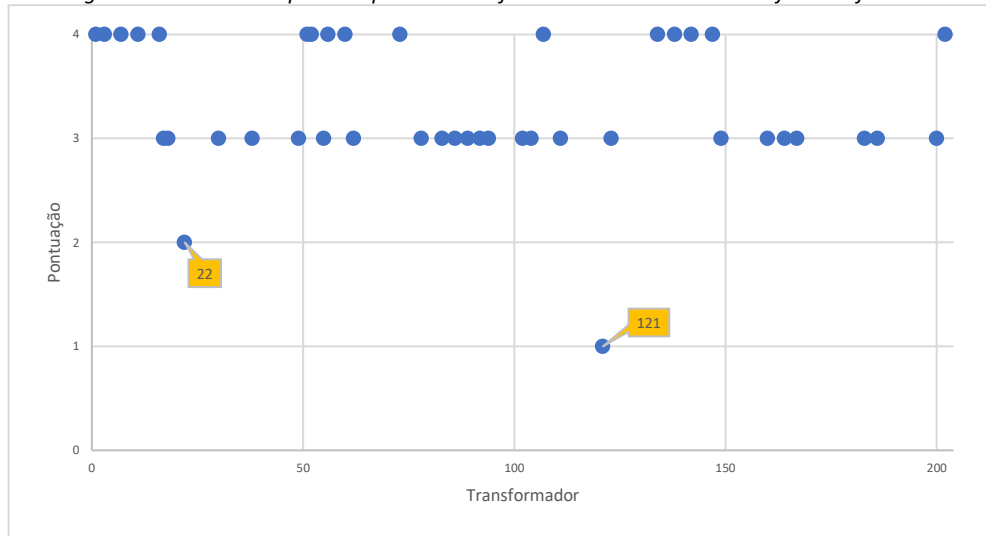
Fonte: Próprio Autor

Figura 26- Resultados para FQO para os transformadores com ISA e IS em faixas diferentes



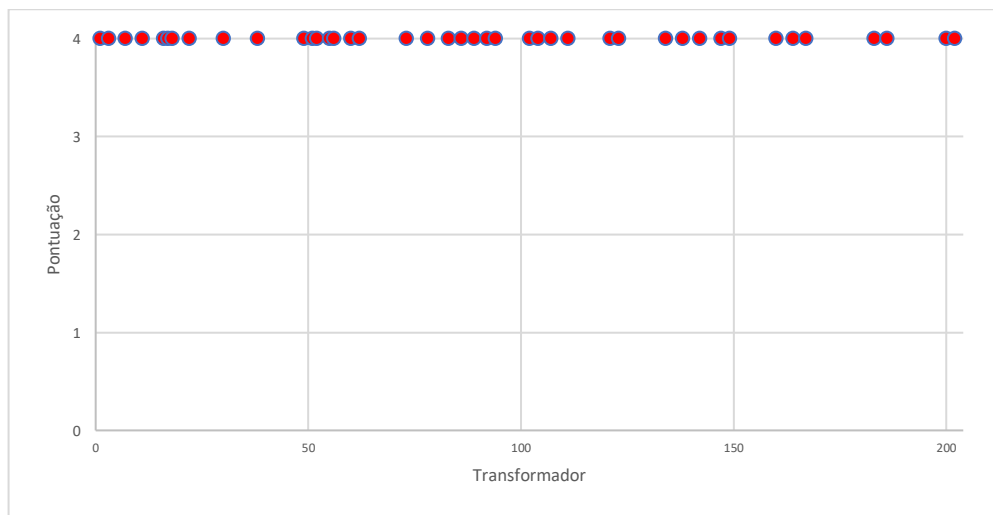
Fonte: Próprio Autor

Figura 27 - Resultados para HC para os transformadores com ISA e IS em faixas diferentes



Fonte: Próprio Autor

Figura 28 - Resultados para PV para os transformadores com ISA e IS em faixas diferentes



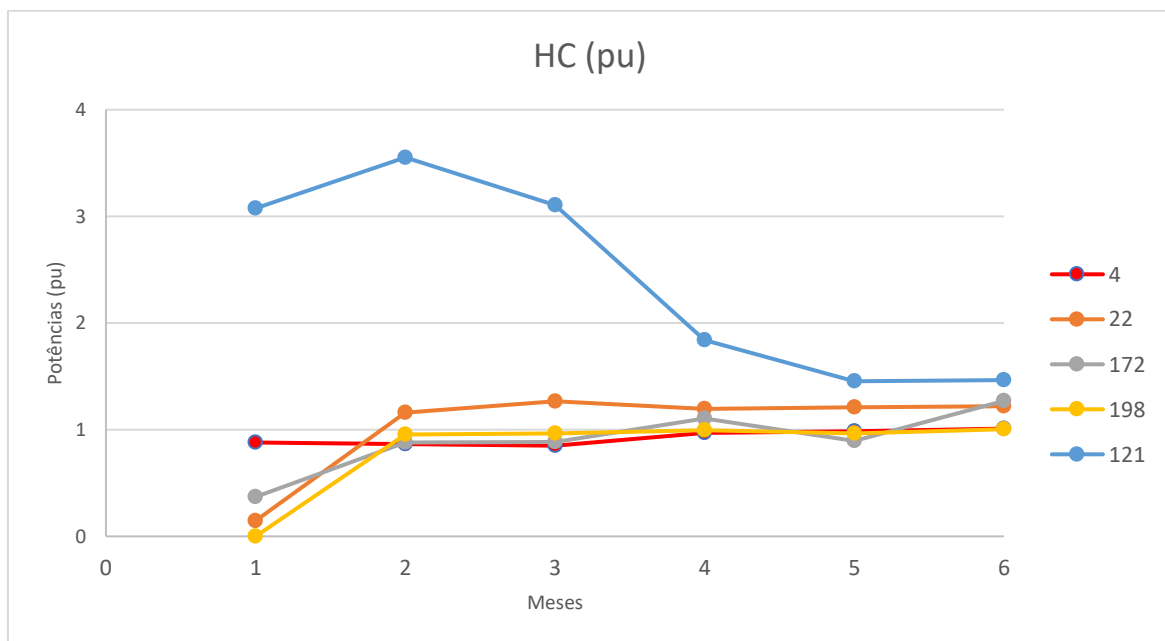
Fonte: Próprio Autor

Os valores do novo índice proposto (PV) (Figura 28), como era esperado quando analisados os gráficos das temperaturas de *hot spot*, resultaram todos altos, pois, nenhum dos transformadores do conjunto analisado ultrapassou a temperatura de referência em nenhuma hora do dia. Portanto, nenhum dos TPs envolvidos teve degradação do isolamento sólido maior que a esperada para seu funcionamento normal.

O HC é um fator diagnóstico que leva em consideração os picos mensais de carga no equipamento. A Figura 29 mostra os históricos de carregamento dos cinco TPs, que

apresentaram notas de HC iguais ou menores que 2 em todo o parque. É importante apontar que todos os cinco TPs (4, 22, 121, 172 e 198) foram classificados como “bom” ou “muito bom” na classificação final do índice de saúde tradicional (IS). Inclusive o TP 121 que o histórico demonstrou a ocorrência de picos mensais de 3,0 pu até 3,5 pu nos últimos seis meses do período considerado e cuja nota para o HC foi 1,0. Porém, as notas obtidas para a análise de gases dissolvidos (AGD) e fator de qualidade de óleo (FQO) foram elevadas iguais a 4,0.

Figura 29 - Carregamentos mensais de todos os transformadores cujas nota para o critério Histórico de Carregamento (HC) resultou menor ou igual a dois



Fonte: Próprio Autor

4.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a proposta de uma metodologia de estimativa de saúde aprimorada, considerando a avaliação de eficácia por meio de confronto direto com metodologia padrão e dados provenientes de um parque composto por 204 transformadores de potência.

A partir do que foi observado é possível concluir que o critério que considera o histórico de carregamento está observando se o transformador foi *eventualmente* submetido a uma sobrecarga. Entretanto, não apresenta um resultado que permite fazer uma avaliação precisa das condições internas do sistema de isolamento, já que não leva em consideração o

tempo de duração desses picos. Dessa forma, pode acontecer de um equipamento ser submetido a muitos picos de curta duração no período analisado, mas, que não afetem sobremaneira a sua isolação, como, provavelmente, foi o caso do transformador 121 observado aqui (HC = 1 e AGD = 4).

A Análise de gases dissolvidos fornece informações sobre os gases que são produzidos devido à deterioração do óleo e dos materiais isolantes sólidos do transformador cujas causas, sabemos, podem ser classificadas em três categorias: corona ou descarga parcial, aquecimento térmico e arco. Assim, a AGD também está observando se o transformador foi submetido a uma sobrecarga, entretanto, com uma eficiência maior que o HC, considerando que, este último, não leva o fator tempo em consideração.

O novo fator diagnóstico proposto, PV, substitui o fator HC na observação do esforço do isolante sólido do enrolamento, pois, leva em consideração se, no dia a dia, o transformador está sendo solicitado além da sua capacidade através do seu carregamento médio diário, que permite apontar o para o verdadeiro vilão no caso do isolamento do transformador que é a sua temperatura de funcionamento ao longo do tempo.

Além disso, o novo critério proposto, incorpora características que permitem que sejam incluídos os efeitos das distorções harmônicas na obtenção do índice de saúde, conforme será discutido no próximo capítulo.

CAPÍTULO 5 – INCLUSÃO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA NA NOVA METODOLOGIA DE DIAGNÓSTICO DE SAÚDE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA CONSIDERANDO DETERIORAÇÃO DA ISOLAÇÃO

5.1 Considerações Iniciais

Os transformadores de potência estão inseridos em redes de transmissão que são, cada vez mais, invadidas pelos efeitos das distorções causadas pelo crescimento no número de cargas não lineares na distribuição, entre outros efeitos. Essas distorções como causam aumento nas potências absorvidas, fazem com que os transformadores tenham sua temperatura de funcionamento aumentada, o que afeta diretamente a sua vida útil [28].

O fator diagnóstico, PV, introduzido no capítulo anterior permite a consideração das distorções harmônicas, pois, sabe-se que seu efeito é no aumento das perdas internas do transformador e, portanto, no aumento das temperaturas [44].

O presente capítulo pretende apresentar e discutir como é possível efetuar a contabilização de tais efeitos na estimativa da saúde deste ativo.

5.2 Temperatura de *Hot Spot* considerando a distorção harmônica

Os modelos 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 [11] e levam em consideração as perdas no núcleo e nos enrolamentos do transformador.

A temperatura de ponto mais quente pode ser determinada pela equação dada em (9), repetida em (22).

$$T_{hs}(t) = G_{hs}(t) + G_o(t) + T_a(t) \quad (22)$$

Sendo:

$T_a(t)$ é a temperatura ambiente para cada hora, t ;

$G_o(t)$ é a elevação da temperatura do óleo em função da temperatura ambiente, em cada hora, t ;

$G_{hs}(t)$ é a elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em função da temperatura de topo de óleo, em cada hora, t ;

Ambas as elevações de temperatura, a cada hora, tanto da temperatura do óleo acima da ambiente, $G_o(t)$, quanto da temperatura do enrolamento acima da do óleo, $G_{hs}(t)$, dependem de um valor inicial (G_{oi} para o óleo e G_{hsi} e para o enrolamento), de uma constante de aquecimento (T_o para o óleo e T_e para o enrolamento) e do valor final das temperaturas (G_{oreg} para o óleo e G_{hsreg} para o enrolamento). Segundo as normatizações nacionais e internacionais [10, 12, 11], as elevações de temperatura podem ser calculadas, como mostrado na Tabela 2, por meio de (23) e (24).

$$G_o(t) = [G_{oreg}(t) - G_{oi}] \cdot \left(1 - e^{-t/T_o(t)}\right) + G_{oi} \quad (23)$$

$$G_{hs}(t) = [G_{hsreg}(t) - G_{hsi}] \cdot \left[1 - e^{-t/T_e(t)}\right] + G_{hsi} \quad (24)$$

Os valores finais das elevações de temperatura do óleo e do enrolamento a cada intervalo de uma hora dependem das perdas internas e do carregamento [44, 10, 12].

5.2.1 Valor Final da Elevação da Temperatura do Óleo acima da Ambiente - $G_{oreg}(t)$

O óleo terá sua temperatura no final do intervalo dependente do calor gerado, da temperatura ambiente e do sistema de refrigeração do transformador.

Em uma superfície a G_s °C (acima da temperatura ambiente), o calor emitido por centímetro quadrado, W_s , é proporcional a G_s elevado a um expoente x , que leva em consideração aspectos como cor, forma da superfície e condições de refrigeração, tal como apresentado em (25).

$$W_s = k_1 G_s^x \quad (25)$$

Sendo:

- W_S o calor emitido por cm^2 .
- k_1 uma constante de proporcionalidade.
- G_S a elevação da temperatura da superfície sobre a temperatura ambiente.
- x um expoente que depende da forma e posição da superfície.

Ou , escrevendo G_S em função de W_S , tem-se (26).

$$G_S = \frac{1}{k_1} \cdot W_S^{1/x} = k_2 \cdot W_S^n \quad (26)$$

Sendo $k_2 = \frac{1}{k_1}$ e $n = \frac{1}{x}$.

Pode-se modificar a constante k_2 de modo a incluir a superfície do transformador e a diferença entre a temperatura média e a máxima do óleo. Dessa forma, reescrevendo (26) obtém-se (27).

$$G_{oreg} = k_3 \cdot W^n \quad (27)$$

Sendo:

- G_{oreg} a elevação da temperatura máxima do óleo sobre a ambiente.
- W as perdas totais do transformador, em Watts.
- k_3 uma constante de proporcionalidade.
- n um coeficiente que depende do tipo de refrigeração empregada no transformador.

Em funcionamento nominal (plena carga) a elevação da temperatura do óleo acima da temperatura ambiente é conhecida e pode ser calculada por (28).

$$G_{opc} = k_3 \cdot W_{pc}^n \quad (28)$$

Sendo:

- G_{opc} a elevação da temperatura máxima do óleo acima da temperatura ambiente para carga nominal, em °C.
- W_{pc} as perdas totais para carregamento nominal, em Watts.

Dividindo (27) por (28) obtém-se (29).

$$\frac{G_{oreg}(t)}{G_{opc}} = \left(\frac{W(t)}{W_{pc}} \right)^n \quad (29)$$

As perdas totais nos transformadores são compostas por duas parcelas. A perda no ferro W_{Fe} que depende da tensão aplicada e a perda no cobre W_{Cu} que depende da corrente circulante. Assim (29) pode ser reescrita como (30).

$$\frac{G_{oreg}(t)}{G_{opc}} = \left(\frac{W_{Fe}(t) + W_{Cu}(t)}{W_{Fepc} + W_{Cupc}} \right)^n \quad (30)$$

Sendo:

- W_{Cu} as perdas no cobre em Watts para o carregamento considerado, em Watts.
- W_{Fe} as perdas no ferro em Watts para o carregamento considerado, em Watts.
- W_{Cupc} as perdas no cobre à plena carga, em Watts.
- W_{Fepc} as perdas no ferro à plena carga, em Watts.

Em regime permanente e senoidal, como a tensão aplicada ao transformador é praticamente constante, pode-se admitir que as perdas no ferro não variam com a carga que passa pelo transformador. Assim, (30) pode ser reescrita como (31).

$$\frac{G_{oreg}(t)}{G_{opc}} = \left(\frac{W_{Fepc} + W_{Cu}(t)}{W_{Fepc} + W_{Cupc}} \right)^n \quad (31)$$

5.2.2 Valor Final da Elevação da temperatura de *hot spot* acima do óleo - $G_{hsreg}(t)$

Supondo que a elevação da temperatura do ponto quente (*hot spot*) sobre a média do enrolamento obedece a mesma lei que a elevação da temperatura do óleo sobre a ambiente e lembrando, neste caso, que a perda referida é apenas no enrolamento, já que esta é a superfície que emana calor, o resultado é análogo à elevação da temperatura do óleo acima da ambiente. Dessa forma, pode-se escrever a relação entre o aumento da temperatura do enrolamento em regime permanente para um carregamento qualquer, G_{hsreg} , e o aumento da temperatura do enrolamento para carregamento nominal, G_{hspc} , como em (32).

$$\frac{G_{hsreg}(t)}{G_{hspc}} = \left(\frac{W_{Cu}(t)}{W_{Cupc}} \right)^m \quad (32)$$

5.2.3 Ambientes Senoidais

As perdas no cobre, em cada fase do transformador, pelo princípio da superposição podem ser escritas como em (33).

$$W_{cu} = R_p I_p^2 + R_s I_s^2 \quad (33)$$

Sendo:

- R_p a resistência do enrolamento primário em ohms.
- I_p a corrente no enrolamento primário em A.
- R_s a resistência do enrolamento secundário em ohms.
- I_s a corrente no enrolamento secundário em A.

Aplicando as relações do transformador: $I_p = \alpha \cdot I_s$ e $(R_p \alpha^2 + R_s) = R_{eq}$, sendo $\alpha = \frac{N_s}{N_p}$.

$$W_{cu} = R_p \alpha^2 I_s^2 + R_s I_s^2 = (R_p \alpha^2 + R_s) I_s^2 \quad (34)$$

As perdas no cobre referidas ao enrolamento secundário do transformador podem ser determinadas por (35).

$$W_{cu} = R_{eq} I_s^2 \quad (35)$$

Assim, em plena carga, as perdas no cobre são dadas por (36)

$$W_{cupc} = R_{eq} I_{spc}^2 \quad (36)$$

Dividindo as perdas no cobre para um carregamento qualquer pelas perdas no cobre a plena carga tem-se (37).

$$\frac{W_{Cu}}{W_{cupc}} = \left(\frac{I_s}{I_{spc}} \right)^2 \quad (37)$$

Como a corrente é proporcional à potência aparente, para tensão constante, decorre (38).

$$\frac{W_{Cu}}{W_{cupc}} = \left(\frac{S}{S_{nom}} \right)^2 \quad (38)$$

Sendo:

- S a potência fornecida pelo transformador, para um carregamento qualquer, em kVA.
- S_{nom} a potência nominal do transformador em kVA.

Chamando de $K(t)$ a relação de potências resulta em (39).

$$W_{Cu}(t) = K(t)^2 W_{Cupc} \quad (39)$$

Substituindo (39) em (31) e em (32) resultam em (40) e (41), tal como foram apresentadas na Tabela 2, para obtenção da elevação da temperatura do óleo acima da ambiente e para elevação da temperatura do enrolamento acima do óleo, em ambiente senoidal.

$$\frac{G_{oreg}(t)}{G_{opc}} = \left(\frac{W_{Fepc} + K^2 W_{Cupc}}{W_{Fepc} + W_{Cupc}} \right)^n = \left(\frac{1 + R \cdot K(t)^2}{1 + R} \right)^n \quad (40)$$

$$G_{hsreg}(t) = G_{hspc} \cdot \left(\frac{W_{Cu}(t)}{W_{Cupc}} \right)^m = G_{hspc} \cdot (K(t)^2)^m \quad (41)$$

$$\text{Sendo } R = \frac{W_{Cupc}}{W_{Fepc}}$$

5.2.4 Ambientes Distorcidos

Quando o transformador está submetido a formas de onda distorcidas de tensão e/ou de correntes, tais distorções devem ser consideradas na composição das perdas. Então, (31) e (32) tornam-se (42) e (43).

$$\frac{G_{oreg}(t)}{G_{opc}} = \left(\frac{P_{FeN}(t) + P_{JN}(t)}{W_{Fepc} + W_{Cupc}} \right)^n \quad (42)$$

$$\frac{G_{hsreg}(t)}{G_{hspc}} = \left(\frac{P_{JN}(t)}{W_{Cupc}} \right)^m \quad (43)$$

Sendo:

- G_{opc} a elevação da temperatura do topo do óleo sobre a ambiente com carga linear e nominal.
- P_{JN} as perdas totais nos enrolamentos dos transformadores, para carregamento qualquer, sob sinais distorcidos.
- P_{FeN} as perdas totais no núcleo, para carregamento qualquer, sob sinais distorcidos.
- W_{Fepc} as perdas nominais no núcleo para condição senoidal.
- W_{Cupc} as perdas nominais no enrolamento para condição senoidal.

Vários estudos têm sido realizados com vistas a analisar as perdas elétricas e as condições térmicas dos transformadores em não senoidais [28, 44, 45, 46]. Entre os principais documentos sobre o assunto, a norma americana IEEE C57.110 [23] apresenta uma metodologia para o cálculo das diversas perdas elétricas que ocorrem no transformador quando opera sob condições não senoidais, que são resumidas na Tabela 22.

Para um condutor retilíneo de seção circular diversas expressões são propostas para corrigir a resistência com relação a frequência, mas há muita discrepância entre as formulações sugeridas nas várias referências [47, 48, 49].

A Figura 30 ilustra a comparação de três das formulações mais simples sugeridas e testadas por [48] e [49], em que é possível constatar as grandes diferenças nos comportamentos das correções. A curva do caso (3) é a que apresenta relação mais forte com a frequência, enquanto as outras duas se relacionam mais fracamente, mas, apresentam comportamentos parecidos.

Desta forma, tais recomendações são muito discutíveis, não ensejando qualquer generalidade suficiente para serem adotadas sem restrições. Dessa forma, a escolha da melhor formulação depende do fim ao qual deve servir.

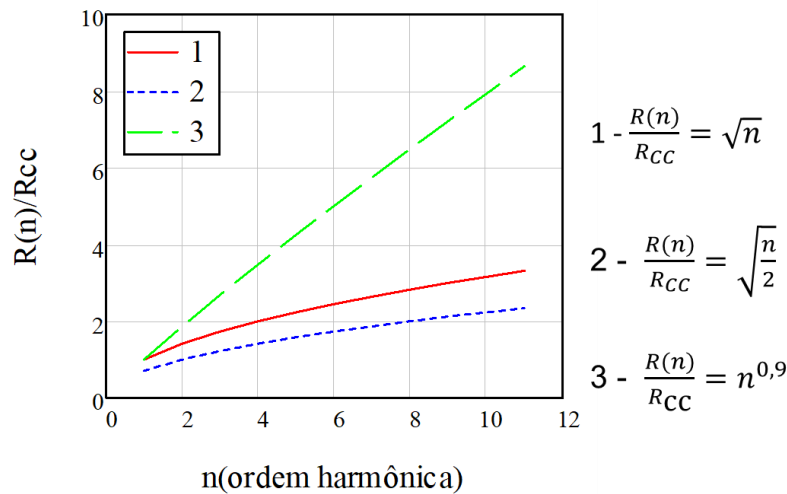
O modelo adotado nas simulações que seguem foi o $\frac{Reqn}{Reqcc} = \sqrt{n}$ por apresentar variação intermediária entre as três formulações apresentadas.

Tabela 22 - Equações para obtenção das perdas no cobre o no ferro de transformadores submetidos a tensões e/ou correntes distorcidas

<p>Perdas no ferro (núcleo)</p>	$P_{FeN}(t) = P_{HN} + P_{FN} = \left\{ P_{h1} \left[\sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n} \cdot \frac{V_n}{V_1} \cdot \cos \phi_n \right)^S \right] \right\} + \left\{ P_{F1} \left[\sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{V_n}{V_1} \cos \phi_n \right)^2 C_{en} \right] \right\}$ <p>Com: $C_{en} = \begin{cases} 1 - 0,0017\xi^{3,61} & \text{se } \xi < 3,6 \\ \frac{3}{\xi} & \text{se } \xi > 3,6 \end{cases}; \xi = \Delta \cdot \sqrt{\pi\mu\gamma n f}$</p>
<p>Perdas no cobre (enrolamentos)</p>	$P_{JN}(t) = P_{j1} \cdot \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{R_{eqn}}{R_{eqc}} \cdot \left(\frac{I_n}{I_1} \right)^2 + \frac{P_{ADIC}}{P_{j1}} \right\}$ $P_{ADIC} = P_{EC1} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{I_n}{I_1} \right)^2 \cdot n^2$
<p>n a ordem harmônica; f a frequência fundamental; V_n a tensão eficaz do n-ésimo harmônico; I_n a corrente eficaz do n-ésimo harmônico; V_1 o valor eficaz da tensão fundamental; I_1 o valor eficaz da corrente fundamental; ϕ_n a fase do n-ésimo harmônico; P_{h1} as perdas por histerese na frequência fundamental; P_{F1} as perdas por correntes de Foucault na frequência fundamental; P_{j1} as perdas Joule na frequência fundamental P_{ADIC} as perdas adicionais nos transformadores submetidos a ondas não senoidais; P_{EC1} as perdas por correntes parasitas nos enrolamentos para a frequência fundamental; μ a permeabilidade magnética do núcleo; γ a condutividade elétrica do núcleo; Δ a espessura da chapa do núcleo; $\frac{R_{eqn}}{R_{eqc}}$ a resistência corrigida com a frequência em relação à resistência equivalente do transformador.</p>	

Fonte: C57.110 (1998) [23]

Figura 30 - Comparação entre as três metodologias mais simples para obtenção da correção da resistência dos enrolamentos do TP em relação à variação da frequência



Fonte: Próprio Autor

5.3 ISA considerando a distorção harmônica

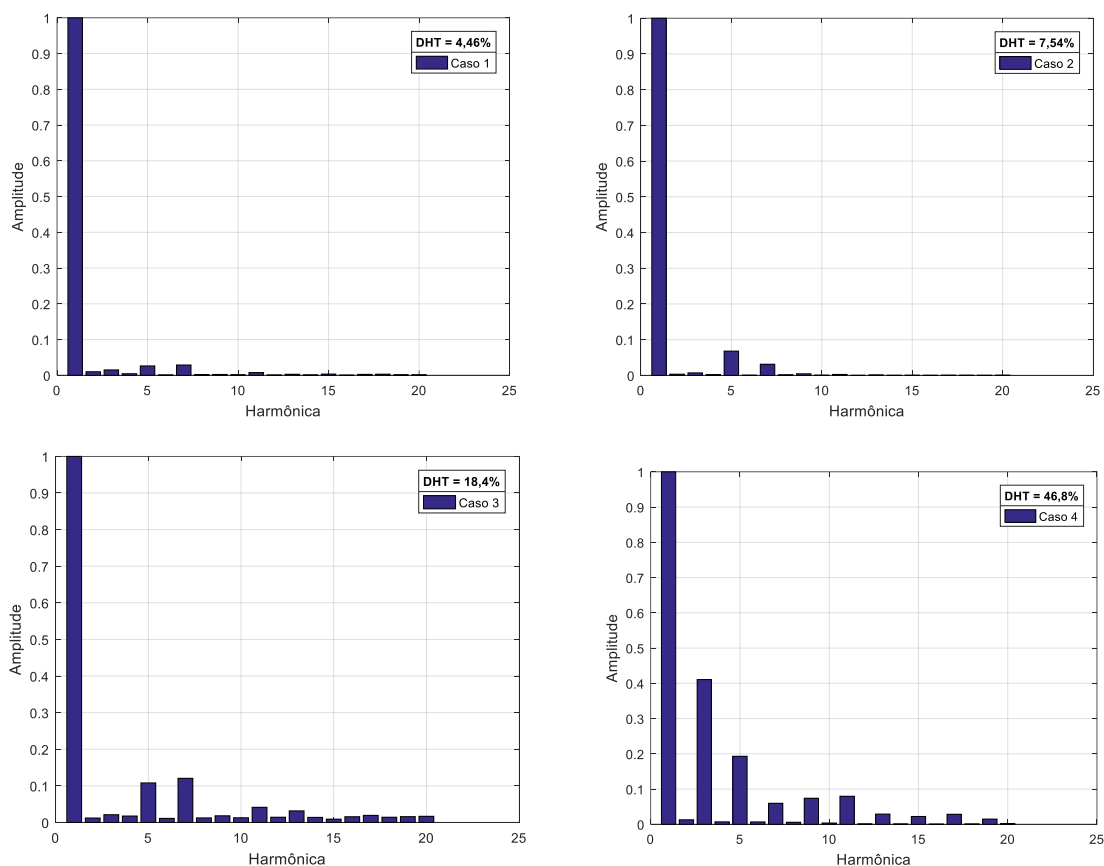
Se forem consideradas as distorções no cálculo das perdas para a obtenção dos perfis de temperatura de *hot spot*, o fator diagnóstico PV considerará as elevações de temperatura causadas pelo carregamento distorcido, e conseqüentemente, seu efeito será contabilizado no cálculo do novo índice.

Entretanto, não é costume natural das empresas distribuidoras de energia brasileiras efetuar a coleta abrangente de dados de distorção harmônica das tensões e correntes em seus barramentos de transformação de forma periódica e fora de situações de comissionamento específicas. Algumas possuem dados de distorção harmônica total (DHT%), mas, como pode-se notar pelas expressões apresentadas, além do índice em si, são necessárias as amplitudes e fases (no caso de distorção de tensão) para obtenção do incremento das perdas no núcleo e no enrolamento e das temperaturas no óleo de ponto mais quente. Especificamente para o parque de distribuição analisado neste trabalho, o conjunto de dados de medição de harmônicas e/ou de taxa de distorção não estavam disponíveis.

Dessa forma, para viabilizar a demonstração da metodologia proposta que contabiliza o efeito da distorção na saúde do ativo, um entre os transformadores do parque foi adotado para análise (TP 95) e quatro diferentes carregamentos distorcidos foram estabelecidos para estudos de caso. As análises foram realizadas considerando tensão senoidal e distorção

apenas nas correntes. Os perfis de corrente adotados consideram espectros com distorção harmônica provenientes de medições reais de ponto de acoplamento comuns com diferentes características de carga (industrial, comercial, rural e residencial) obtidas em [50].

Figura 31 - Espectros harmônicos aplicados



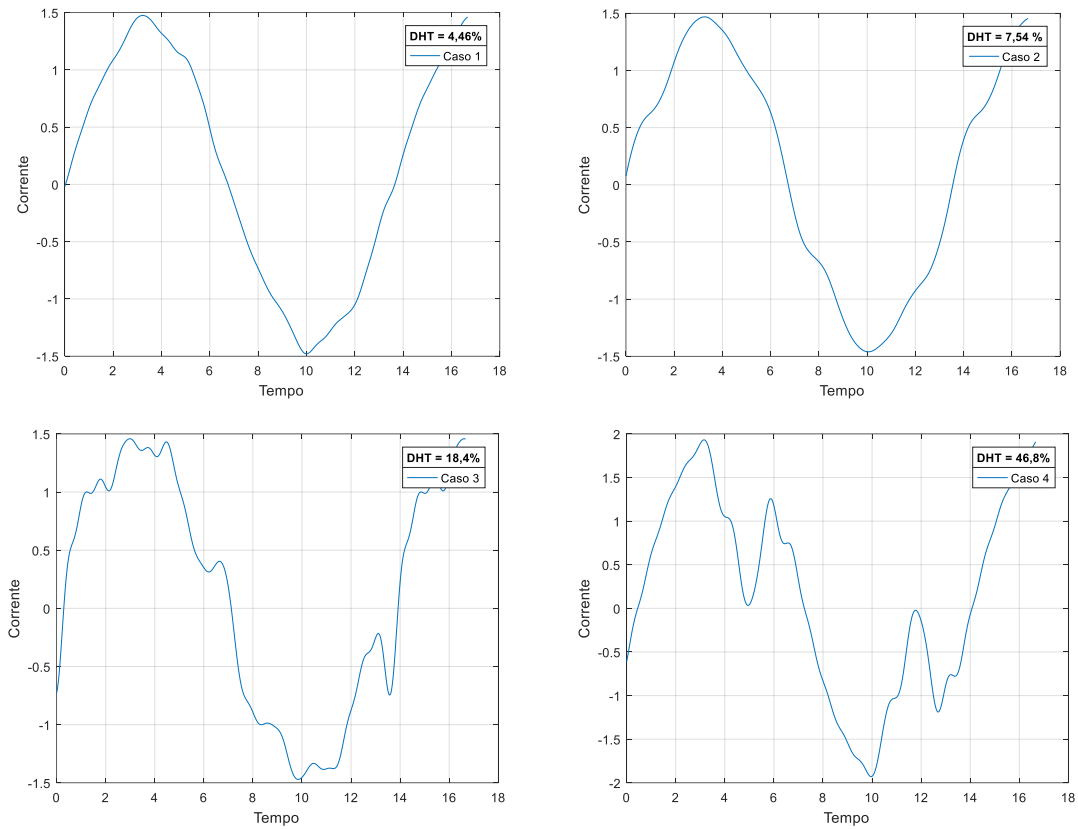
Fonte: Próprio Autor

Os espectros das correntes que compõe os quatro casos de estudo são mostradas na Figura 31, enquanto a Figura 32 apresenta as respectivas formas de onda de corrente em uma das fases. Com objetivo de efetuar análises, os casos adotados consideram quatro situações de operação com distorções de corrente com DHT (46,8 %; 18,4 %; 7,54 %; 4,46 %).

O TP escolhido foi o identificado como número TP 95, de 26,6 MVA. Este transformador é relativamente novo, com 8 anos de idade cronológica, e apresenta uma curva de carga média típica, com aumento de carga no horário de pico, conforme mostra a Figura 33.

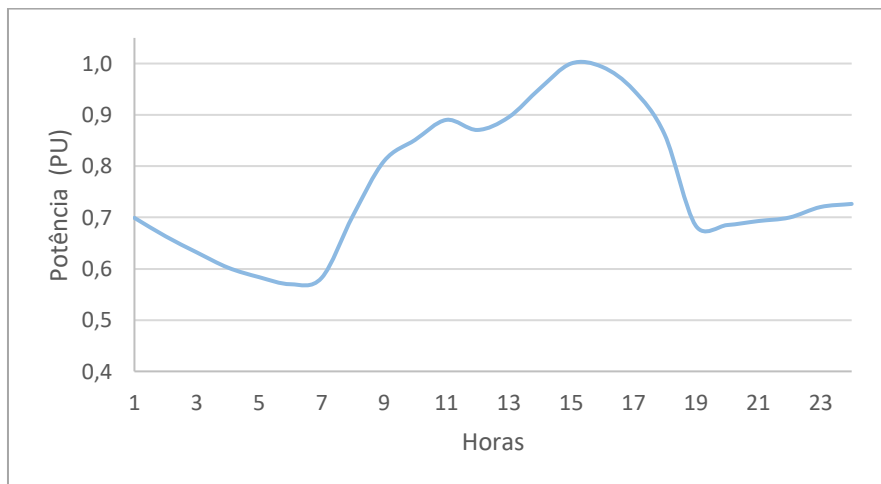
O transformador obteve os valores para os índices de saúde tradicional IS e aprimorado ISA, respectivamente, de 87 % e 92 %, ambos na faixa de estado “muito bom” na classificação final, para funcionamento sem distorção.

Figura 32 - Formas de onda das correntes distorcidas (pu x ms) aplicadas no TR95 para simulação da aplicação da metodologia do ISA em ambientes onde as formas de onda não são senoidais



Fonte: Próprio Autor

Figura 33 - Curva de diária de carga média medida no transformador submetido à distorção



Fonte: Próprio Autor

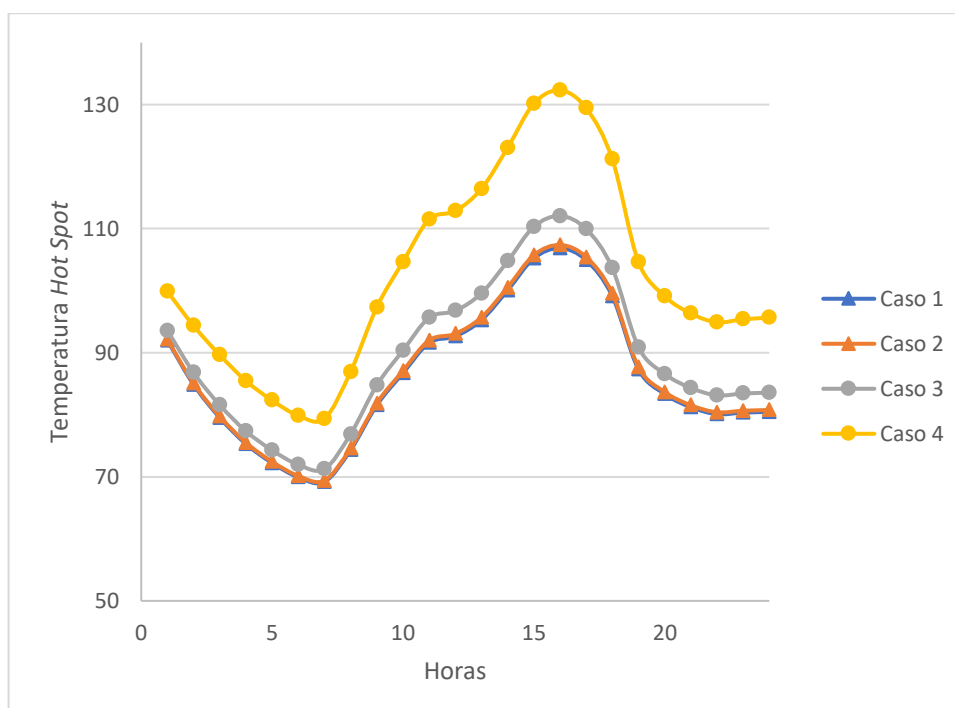
O resultado do ISA para o transformador quando submetido a esse carregamento com as distorções consideradas, manteve-se em 92%, mesmo valor que para a condição senoidal, para os três primeiros casos, não havendo incremento nos requisitos de manutenção nessas condições. Entretanto, para o “Caso 4”, cuja taxa de distorção foi de $DHT_i = 40,8 \%$, o ISA obtido foi de 66 %.

A Figura 34 mostra as os perfis de temperatura no transformador analisado para as quatro situações de distorção analisadas.

Note-se que, as temperaturas de *hot spot*, para este caso, ultrapassaram a temperatura de referência no intervalo entre 11 e 18 horas, horário em que o transformador está mais carregado, chegando a ultrapassar 130 °C em algumas horas do dia.

Submetido à distorção nomeada como “Caso 3”, o transformador também superou a temperatura de referência. Exatamente às 16 horas sua temperatura de *hot spot* foi de 112,05 °C, mas, durante todas as demais horas do dia manteve-se abaixo dessa temperatura ou, no máximo, a alcançou (15 e 17 horas), não afetando, portanto, a vida da sua isolação sólida.

Figura 34 - Perfis de Temperatura Hot Spot para as Distorções Simuladas



Fonte: Próprio Autor

É importante observar que os valores obtidos para o fator diagnóstico PV, e consequentemente para o ISA, não dependem somente da DHT, mas, também das amplitudes das componentes harmônicas presentes no PAC do transformador.

5.4 Considerações Finais

A nova metodologia do ISA, diferentemente da atualmente utilizada, permite a inclusão do efeito das distorções na avaliação da saúde dos transformadores de potência presentes no sistema elétrico.

O presente capítulo demonstrou a possibilidade da inclusão deste efeito e analisou alguns casos de operação envolvendo situações em que um carregamento distorcido, com diferentes tipos de distorção, foi aplicado a um transformador para observar o efeito sobre a saúde da unidade por meio do ISA.

Foi possível observar que, com o efeito da circulação de correntes harmônicas, o aumento da temperatura pode influenciar diretamente na saúde do ativo, dependendo da distorção harmônica total e da amplitude individual das componentes harmônicas presentes no PAC. Altos valores de DHT podem causar aumento nas temperaturas internas o suficiente para danificar a isolação.

Entretanto, de acordo com a Recomendação IEEE para práticas e requisitos para controle de harmônicas no sistema elétrico de potência, IEEE-519 [51], os limites recomendados para distorção harmônica no PAC diferem de acordo com o nível de tensão e com o nível de curto-circuito e, à medida que se eleva o nível de tensão menores são os limites aceitáveis. Para sistemas entre 69 kV e 161 kV o limite máximo para harmônicas ímpares de corrente de cargas não-lineares, no mesmo PAC com outras cargas, é de distorção total da demanda (TDD) de 10 %. A grandeza TDD é definida como a distorção harmônica da corrente, em % da máxima demanda da corrente de carga. Isto significa que a medição da TDD deve ser feita no pico de consumo e permite avaliar o nível de distorção com base na capacidade máxima da instalação. O valor de TDD geralmente é menor que o valor de DTH.

Ou seja, entre os casos estudados, os casos 3 e 4 provavelmente não estariam presentes no PAC de transformadores de potência por contrariarem a recomendação da norma. Assim, o efeito da circulação de harmônicas em transformadores de potência ainda

pode ser controlado, provavelmente, apenas obedecendo a recomendação da norma. Em transformadores menores, acredita-se, esse efeito será mais evidente. Mais estudos são necessários, mas, a pouca disponibilidade de dados impossibilitou o estabelecimento de conclusões mais definitivas.

Espera-se que com a evolução dos sistemas de monitoramento requeridos e empregados em redes de energia inteligentes, a gama de informações requeridas para a adequada implementação dos efeitos das distorções no ISA se tornem mais viáveis.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES

6.1 Discussão e Conclusões

Este trabalho atingiu o seu objetivo de desenvolver uma inovação na metodologia tradicional de diagnóstico de saúde de transformadores de potência, mediante a integração de técnicas de análise do óleo mineral isolante, com um método de classificação que considera a degradação da isolação sólida em função do carregamento médio diário aplicado na unidade.

O método foi testado e validado em uma base de dados ampla e sólida e, as principais conclusões obtidas são destacadas neste capítulo. Além disso são apresentadas propostas de continuidade deste trabalho para tornar possível a melhoria, o desenvolvimento e a aplicação de novas metodologias de diagnóstico de saúde de transformadores de potência para que seja possível cada vez mais otimizar a gestão desses ativos.

Destaca-se inicialmente o levantamento bibliográfico realizado nos Capítulos 2 e 3 em que procurou-se analisar e avaliar os fatores que influenciam na saúde dos transformadores de potência e quais os modelos atuais mais efetivos para diagnosticar o seu estado, em consonância com o objetivo proposto.

Mas o desafio foi contribuir com uma metodologia que possa ser aplicada aos transformadores em operação. Para isso, no Capítulo 4 foi apresentada a proposta de uma nova metodologia para diagnóstico de saúde de transformadores de potência, que obtém seu índice de saúde reduzindo a quantidade de fatores diagnósticos utilizados para aqueles que podem ser obtidos sem a necessidade de desligamento da unidade.

Além disso, na proposta de metodologia apresentada no Capítulo 4, introduziu-se um novo fator de diagnóstico para a isolação sólida do enrolamento, inédito, chamado “perda de vida” (PV), e criado para substituir de forma mais eficiente o atual histórico de carregamento (HC), na composição do algoritmo do índice de saúde aprimorado proposto.

A partir dos resultados, conclui-se que o fator HC não permite fazer uma avaliação precisa das condições do isolamento sólido do transformador, já que leva em consideração os picos de carga mensais, sem considerar seu tempo de duração. Dessa forma, é possível que

um transformador seja submetido a muitos picos de carga e não tenha seu isolamento comprometido, como exemplificado pelo transformador 121, que teve um resultado ótimo para AGD, outro fator que também permite diagnosticar comprometimento da isolação sólida.

O novo fator PV é mais eficaz na observação da degradação do isolante sólido do enrolamento, pois, leva em consideração se, no dia a dia, o transformador está sendo solicitado além da sua capacidade através do seu carregamento médio diário, que permite apontar o para o verdadeiro vilão no caso do isolamento do transformador que é a sua temperatura de funcionamento ao longo do tempo.

Com o fator PV e diminuindo os fatores diagnósticos, os resultados obtidos ISA apresentaram 80 % de concordância comparado com o IS.

Além disso, o PV, sendo um critério baseado no perfil diário de temperaturas, permite que sejam incluídas as distorções harmônicas na obtenção do índice de saúde, tal como apresentado no Capítulo 5.

Os transformadores de potência estão inseridos em uma parte do sistema elétrico onde as distorções nas formas de onda de tensão e/ou corrente ainda não está presente, entretanto, como o aumento das cargas não lineares nas redes de distribuição é crescente, logo esses equipamentos poderão estar mais sujeitos a reflexos desses. Tais distorções, como causam aumento nas potências absorvidas e nas perdas internas, fatalmente causam aumento nas temperaturas de funcionamento.

Para o parque de distribuição analisado, o conjunto de dados de medição de harmônicas e/ou de taxa de distorção não estavam disponíveis. Dessa forma, para aplicação da metodologia e avaliação dos efeitos foram realizadas análises em um dos transformadores do parque, considerando operação fictícia com quatro situações de distorção diferentes, mantendo-se o carregamento.

Como esperado, o aumento da temperatura influenciou diretamente na saúde do ativo, diminuindo o valor do seu índice de saúde sempre que a distorção foi suficiente para elevar a temperatura acima da máxima permitida e, quanto maior a distorção, maior o efeito sobre a temperatura. Entretanto, as limitações estabelecidas pelas normatizações

internacionais, tornam o conteúdo harmônico presente no PAC de transformadores de potência, provavelmente, insuficiente para provocar degradação anormal da isolação.

Nesse ponto, é importante destacar a abrangência deste trabalho foi baseado em um parque com 204 transformadores de potência, com potências entre 3,75 MVA e 40 MVA e idades cronológicas variando entre 2 e 60 anos, que geraram mais de 12000 dados resultantes das análises de óleo, dados de carregamento, ensaios elétricos e magnéticos, dados de manutenção.

Essas informações tornaram possível a confecção e comprovação desta tese, com a criação do novo fator diagnóstico para compor o índice de saúde, mais eficiente que o atual e que permite a inclusão das harmônicas, tanto de tensão quanto de corrente. E ainda com a comprovação de que, a diminuição no número de fatores diagnósticos, para esses sugeridos, que podem ser obtidos sem o desligamento do transformador mantém a eficiência do método.

Portanto, de uma forma geral, conclui-se que os resultados apresentados apontam para o potencial de aplicação do método apresentado neste trabalho como ferramenta para auxiliar na estimativa da saúde de transformadores de potência.

Observando as vantagens apresentadas pelo ISA, tais como: redução de custos, melhora na utilização de mão de obra, otimização no processo de manutenção, possibilidade de redução da manutenção preventiva (pela adequação de carga), aumento na disponibilidade do ativo, melhora nos planos de trabalho e de manutenções planejadas. Entende-se que a metodologia apresentada se enquadra em um modelo de manutenção moderna que não diz respeito apenas ao conserto de equipamentos, mas que gere informações que possibilitem a previsão da falha ou a intervenção antes da falha, e que está sendo chamado de manutenção 4.0, pois, chega junto e utiliza as tecnologias da indústria 4.0.

6.2 Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, seguem sugestões para inserir ainda mais o ISA na manutenção 4.0.

Entre os modelos apresentados para estimativa de saúde dos transformadores, a análise furfural foi apresentada como metodologia para acompanhamento e avaliação do envelhecimento da isolação. Trata-se de uma análise barata e que não necessita o desligamento da unidade, pois, é obtida a partir de uma cromatografia líquida do óleo. Neste sentido, sugere-se estudos envolvendo a inclusão da análise furfural na composição do ISA para melhorar ainda mais a observação do isolamento sólido.

É possível a realização da AGD online. Dessa forma, uma outra sugestão de trabalhos futuros seria a criação de uma metodologia que avaliasse a saúde do transformador totalmente “em tempo real”, utilizando dados das curvas de carga juntamente com os resultados das AGD obtidos online.

Como o modelo proposto no Capítulo 5 foi simulado considerando formas de onda com espectros harmônicos reais, mas extrapolados para as condições de operação de TP. Sugere-se a realização de um estudo abrangente nesta temática considerando o emprego de dados de distorções harmônicas coletadas em condições reais dos TP para permitir a validação estatística do modelo de forma mais consolidada.

Finalmente, embora a utilização de algoritmos baseados em Redes Neurais Artificiais (RNA) para a obtenção do Índice de Saúde, seja uma ferramenta já utilizada, ainda pode encontrar diversas aplicações em diferentes formulações ou até mesmo utilizando aquisições de dados em tempo real.

REFERÊNCIAS

- [1] P. Bohatyrewicz, J. Płowucha e J. Subocz, "Condition Assessment of Power Transformers Based on Health Index Value," *Applied Sciences*, vol. 9, nº 22, p. 4877, Nov 2019.
- [2] K. Chitnavis e D. N. R. Bhasme, "Review of critical analysis for life estimation of power transformer," *4th International Conference on Power Control & Embedded Systems (ICPCES)*, pp. 1-6, 2017.
- [3] M. A. G. Martins, "Gestão da Vida útil dos Transformadores," *Ciência & Tecnologia dos Materiais*, vol. 21, pp. 2-9, 2009.
- [4] 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, pp. 20-34, march-Apr 2009.
- [5] F. Scatiggio, M. Pompili e L. Calacara, "Transformers Fleet Management Through the use of an Advanced Health Index," *IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, pp. 395-397, 2018.
- [6] E. A. a. O. P. Malik, "Failure rate estimation of power transformers using inspection data," *Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Beijing*, pp. 1-4, 2016.
- [7] L. Chmura, P. Morshuis, E. Gulski, e A. Janssen , "Statistical analysis of subcomponent failures in power transformers," *Electrical Insulation Conference*, pp. 216-220, 5-8 june 2011.
- [8] A. E. B. Abu-Elanien, M. M. A. Salama e M. Ibrahim, "Calculation of a Health Index for Oil-Immersed Transformers Rated Under 69 kV Using Fuzzy Logic," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, pp. 2029-2036, 2012.
- [9] A. Wadhwa , V. Singh, R. M. Rao e G. Dubey, "HEALTH INDEX CALCULATION OF POWER TRANSFORMER USING FUZZY LOGIC," *International Interdisciplinary Conference on Science Technology Engineering Management Pharmacy and Humanities Held on 22nd*, pp. 336-341, 23 Abri 2017.
- [10] IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, *Standard C57.91 - Guide for Loading Mineral Oil Immersed Transformers*, 2011.
- [11] IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, *IEC Publication 60354 - Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers*, 1991.

- [12] ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, *NBR5356 - Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em liquido isolante*, 2016.
- [13] R. Murugan e R. Ramasamy, "Understanding the power transformer component failures for health index-based maintenance planning in electric utilities," *Engineering Failure Analysis*, vol. 96, pp. 274-288, 2019.
- [14] E. Abbasi e O. Malik, "Failure rate estimation of power transformers using inspection data," *Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Beijing*, pp. 1-4, 2016.
- [15] D. J. Tylavsky, Qing He, G. A. McCulla e J. R. Hunt, "Sources of error in substation distribution transformer dynamic thermal modeling," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, nº 1, pp. 178-185, 2000.
- [16] J. A. Jardini, J. L. P. Brittes, L. C. Magrini, M. A. Bini e J. Yasuoka, "Power transformer temperature evaluation for overloading conditions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, nº 1, pp. 179-184, 2005.
- [17] J. F. M. Pessanha, M. A. R. F. d. Mello, M. Barros e R. C. Souza, *Avaliação dos custos operacionais eficientes das empresas de transmissão do setor elétrico Brasileiro: uma proposta de adaptação do modelo dea adotado pela ANEEL*, vol. 30, Rio de Janeiro, 2010, pp. p. 521-545.
- [18] CIGRÉ BRASIL - Grupo de Trabalho A2.05, "Guia de Manutenção para Transformadores de Potência," *Brochuras Técnicas - Cigré*, Novembro 2013.
- [19] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, "RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 729/2016," 28 Junho 2016. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016729.pdf>. [Acesso em 2020 Setembro 12].
- [20] S. Tenbohlen, S. Coenen, M. Djamali, A. Müller, M. H. Samimi e M. Siegel, "Diagnostic Measurements for Power Transformers," *Energies*, vol. 9, nº 5, p. 347, Maio 2016.
- [21] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley Jr e S. D. Umans, *Máquinas elétricas: com introdução a eletrônica de potência*, Porto Alegre: Bookman, 2008.
- [22] J. H. Harlow, *Electric Power Transformer Engineer*, New York: CRC Press, 2004.
- [23] IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, *C57.110/1998 - Recommended Practice for Establishing Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Currents*, NY: IEEE, 1998.
- [24] J. McNutt, "Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides," *IEEE Trans. Power Dellivery*, pp. 392-398, 1 January 1992.

- [25] D. H. Shrof e A. W. Stannett, "A Review of Paper Aging in Power Transformers," *IEEE Proceedings*, pp. 312-319, November 1985.
- [26] V. M. Montsinger, "Loading transformer by temperature," *AIEE transactions*, pp. 776-792, 1930.
- [27] T. W. Dakin, "Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Reaction," *AIEE Transactions*, pp. 113-122, 1947.
- [28] A. A. Elmoudi, *Evaluation of Power System Harmonic Effects on Transformers - Hot Spot Calculation and Loss of Life Estimation*, Tese doutorado - Helsinki University of Technology, 2006.
- [29] J. A. Jardini e et al, *Comparação dos Resultados de Perda de Vida em Transformadores Usando curvas Estratificadas de Carga e a Função KVAS*, Nota Técnico do Centro de Excelência em Distribuição de Energia Elétrica, 1995.
- [30] IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, *IEEE Std C57.92/1981 - Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers Up to and Including 100 MVA with 55 C or 65 C Average Winding Rise*, 1981.
- [31] IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, *IEEE Std C57.104/2008 - Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-immersed Transformers (Revision of IEEE Std C57.104-1991)*, New York, 2009, pp. 1-36.
- [32] IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, *IEC 60599/2015: Mineral Oil-impregnated Electrical Equipament in Service – Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis*, 2015.
- [33] J. Bolhuis, E. Gulski e J. Smit, *Monitoring and diagnostic of transformer solid insulation*, 2 ed., vol. 17, IEEE Transactions on Power Delivery, 2002, pp. 528-536.
- [34] T. Saha, *Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers*, 5 ed., vol. 10, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2003, pp. 903-917.
- [35] M. Duval, *A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers*, 3 ed., vol. 18, M. Duval, "A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers," in IEEE Electrical Insulation Magazine, 2002, pp. 8-17.
- [36] M. Duval, *New techniques for dissolved gas-in-oil analysis*, 2 ed., vol. 19, IEEE Electrical Insulation Magazine, 2003, pp. 6-15 .
- [37] ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, *NBR 7274: Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço*, Rio de Janeiro, 2012.

- [38] T. C. B. N. Assunção, *Contribuição à Modelagem e Análise do Envelhecimento de Transformadores de Potência*, São João del Rei: Tese - UFMG, 2007.
- [39] W. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell e T. Painter, *Aging of oil-impregnated paper in power transformers*, 1 ed., vol. 19, IEEE Transactions on Power Delivery, pp. 230-239.
- [40] R. D. Stebbins, . D. S. Myers e A. B. Shkolnik, "Furanic compounds in dielectric liquid samples: review and update of diagnostic interpretation and estimation of insulation ageing," *Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (Cat. No.03CH37417)*, vol. 3, pp. 921-926, 2003.
- [41] A. P. Marques, *Diagnóstico otimizado de transformadores de potência mediante a integração de técnicas preditivas*, Goiânia: Tese Doutorado - UFG, 2018.
- [42] IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, *IEEE C57.106/2006 - IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*, 2006.
- [43] L. Chmura, P. H. F. Morshuis, E. Gulski, J. J. Smit e A. Janssen, "Statistical analysis of subcomponent failures in power transformers," *Electrical Insulation Conference (EIC)*, pp. 216-220, 5 a 8 junho 2011.
- [44] A. C. Delaiba, "Comportamento de transformadores com cargas não lineares: Uma abordagem analítica, experimental e numérica pelo método dos elementos finitos," Tese de Doutorado, Escola Politécnica da USP, São Paulo-SP, 1997.
- [45] A. Delaiba, F. Belchior, J. Camargo e O. Souto, "Desempenho térmico de transformadores: Uma reflexão sobre as metodologias de cálculo das perdas Eddy Current.," em *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, Campina Grande, PB, 2006.
- [46] D. Gonzalez, "Influência de Correntes Harmônicas na Perda de Vida Útil de Transformadores de Distribuição," Dissertação de Mestrado Dept. Eng. Elétrica, Univ. Est. Paulista - UNESP, Ilha Solteira - SP, 2002.
- [47] W. D. Stevenson, *Elements of Power System Analysis*, McGraw Hill Company, 1962.
- [48] J. Oliveira e Et Al, *Cargas Elétricas Especiais (Apostila)*, UFU, 1986.
- [49] F. Pires, *Uma contribuição ao estudo de harmônicas em Sistemas de Potência (Tese Doutorado)*, Campinas - SP: Unicamp, 1991.
- [50] C. A. Canesin, F. A. S. Gonçalves, L. C. Origa, J. C. Rossi , J. O. P. Pinto, L. Galotto Junior , R. B. Godoy, M. Sciamana e L. C. E. d. Silva, "sistema de Medição e Modelação

de Erros em Medidores de Energia Elétrica Ativa,” *Eletrônica de Potência*, vol. 13, pp. 33-43, 2008.

[51] IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, IEEE 519/1991 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power, 1991.

[52] M. S. Hwang, W. M. Grady e Sanders, *Distribution Transformer Winding Losses Due To Nonsinusoidal Currents*, IEEE *Transactions on Power Delivery*, 1987.