



UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS  
CAMPUS DE PALMAS  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**KAROLINE DIAS MEDEIROS**

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE  
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA VIA MANUTENÇÃO  
PREDITIVA DE ÓLEO ISOLANTE**

Palmas/TO  
2021

**KAROLINE DIAS MEDEIROS**

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE  
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA VIA MANUTENÇÃO  
PREDITIVA DE ÓLEO ISOLANTE**

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT – Universidade Federal do Tocantins – Campus Universitário de Palmas, Curso de engenharia elétrica para obtenção do título de bacharel e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: Dr. Adelicio Maximiano Sobrinho

Palmas/TO  
2021

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)**  
**Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Tocantins**

---

M483c Medeiros, Karoline Dias.

Uma contribuição para gestão de vida útil de transformadores de potência via manutenção preditiva de óleo isolante. / Karoline Dias Medeiros. – Palmas, TO, 2021.

95 f.

Monografia Graduação - Universidade Federal do Tocantins – Câmpus Universitário de Palmas - Curso de Engenharia Elétrica, 2021.

Orientador: Adélcio Maximiano Sobrinho

1. Manutenção de transformadores. 2. Business Intelligence. 3. Manutenção preventiva. 4. Ensaios de óleo isolante. I. Título

**CDD 621.3**

---

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS – A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio deste documento é autorizado desde que citada a fonte. A violação dos direitos do autor (Lei nº 9.610/98) é crime estabelecido pelo artigo 184 do Código Penal.

**Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFT com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).**

# FOLHA DE APROVAÇÃO

KAROLINE DIAS MEDEIROS

## UMA CONTRIBUIÇÃO PARA GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA VIA MANUTENÇÃO PREDITIVA DE ÓLEO ISOLANTE

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT – Universidade Federal do Tocantins – Campus Universitário de Palmas, Curso de Engenharia Elétrica para obtenção do título de Bacharel e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Data de aprovação: 19/05/2021

Banca Examinadora

*Adelicio Maximiano Sobrinho*

---

Prof. Dr. Adelicio Maximiano Sobrinho, UFT

*S. Rivera*

---

Prof. Dr. Sergio Manuel Rivera Sanhueza, UFT

*Stefani*

---

Prof. Dra. Stefani Carolline Leal de Freitas, UFT

Palmas/TO, 2021

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao professor Adélcio Maximiano Sobrinho pela dedicação, orientação e confiança durante o desenvolvimento deste trabalho. Aos membros da banca Sérgio Manuel Rivera Sanhueza e Stefani Caroline Leal de Freitas pela disponibilidade e pelas grandes contribuições para este trabalho.

Agradeço a Energisa pela experiência engrandecedora. A toda equipe DMSL e em especial ao Werneck Lebre Dias, pelas informações cedidas e pelo período de estágio repleto de oportunidades de aprendizagem e auto desenvolvimento que tanto contribuiu para a profissional e pessoa que sou hoje. Agradeço ao engenheiro Juracy Gomes, a Ellen Monick e ao Cleiton Campos pelos conhecimentos compartilhados e o esforço em conjunto para um mesmo objetivo.

Agradeço a meus pais Márcia Dias e Vinícius Roberto e minhas irmãs Tatiane Dias e Vanessa Roberta pelo apoio durante a minha formação e por acreditarem em mim. Ao meu parceiro de vida e de engenharia, Daniel Santos Silva, aos meus colegas e amigos que estiveram presentes nesta caminhada, principalmente a Mylena e a Natacha que me apoiaram em diversos momentos. Por fim, agradeço imensamente a todos os mestres que eu tive a honra de ter como professores nesta jornada.

## RESUMO

Os transformadores de potência são os equipamentos mais críticos e de maior custo em uma subestação de energia. A confiabilidade desses equipamentos é imprescindível para os negócios de transmissão e distribuição do ponto de vista financeiro e estratégico e, de forma indireta, para setores importantes no desenvolvimento do país como comércio, agronegócio e indústria. As manutenções preditivas visam monitorar ou acompanhar o estado dos transformadores por meio de diagnóstico preventivo. Por meio do refinamento dessas técnicas de manutenção é possível reduzir custos com substituições, manutenções, evitar penalidades dos órgãos reguladores por não cumprimento de índices de qualidade, evitar falhas, garantir maior confiabilidade e disponibilidade, evitar riscos desnecessários e prolongar o tempo de vida útil dos equipamentos. Com isso, este trabalho explora as diferentes técnicas de manutenção preditivas que envolvem o óleo isolante, correlaciona os dados de manutenções preditivas por meio de um estudo de caso em uma distribuidora de energia, estipula critérios para diagnóstico de transformadores baseados na bibliografia e apresenta o uso da ferramenta de Power BI como contribuição para a gestão dos ativos, o planejamento da manutenção, a realização de plano de contingência, a logística, estratégia e preservação dos equipamentos.

**Palavras-chaves:** Manutenção de transformadores. Preventiva. *Business Intelligence*.

## **ABSTRACT**

Power transformers are the most mandatory and most costly equipment in a power substation. The reliability of this equipment is essential for the transmission and distribution businesses from a financial and strategic point of view and, indirectly, for important sectors in the country's development, such as trade, agribusiness and industry. Predictive maintenance aims to monitor or observe the status of transformers through preventive diagnosis. Through the refinement of these maintenance techniques, it is possible to reduce costs with replacements, maintenance, avoid penalties for regulators for not complying with quality indices, avoid failures, ensure greater reliability and availability, avoid unnecessary risks and extend the life of the equipment. . With this, this work explores the different predictive maintenance techniques that involve insulating oil, correlates the predictive maintenance data through a case study in an energy distributor, stipulates criteria for diagnosing transformers based on the bibliography and presents the use of the tool Power BI as a contribution to asset management, maintenance planning, carrying out a contingency plan, logistics, strategy and equipment preservation.

**Key-words:** Maintenance of transformers. Preventive. Business Intelligence.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Transformador queimado que originou um blecaute no Amapá .....	13
Figura 2- Procedimentos metodológicos .....	15
Figura 3 – Origens das falhas .....	20
Figura 4 – Causas presumidas de falhas .....	20
Figura 5 – Componente envolvido nas falhas .....	21
Figura 6 – Consequências externas da falha.....	21
Figura 7 – Fluxograma dos processos da manutenção preditiva de óleo isolante.....	25
Figura 8 – Fluxograma dos processos do PCM em destaque .....	26
Figura 9 – Amostra de óleo em seringa de vidro conectada à válvula de três vias .....	28
Figura 10 – Conexão da mangueira ao registro inferior.....	29
Figura 11 – Descarte de óleo no balde .....	29
Figura 12 – Coleta de óleo isolante com seringa.....	30
Figura 13 – Retirada de bolhas de ar da seringa.....	30
Figura 14 – Seringa com amostra de óleo embalada para transporte .....	31
Figura 15 – Curvas características de resistividade por temperatura .....	35
Figura 16 – Gases típicos gerados durante falhas .....	42
Figura 17 – Hydran instalado em transformador de força.....	43
Figura 18 – Kelman Transfix instalado em transformador de força.....	44
Figura 19 – Kelman Transfix instalado em transformador de força.....	44
Figura 20 – Fluxograma do método NBR 7274:2012 .....	48
Figura 21 – Fluxograma do método de Dörnenburg .....	50
Figura 22 – Fluxograma do método de Rogers .....	52
Figura 23 – Método do gás chave: Falha térmica no óleo, gás chave C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> .....	53
Figura 24 - Método do gás chave: Falha térmica no papel, gás chave CO .....	53
Figura 25 - Método do gás chave: Descarga Parcial, gás chave H <sub>2</sub> .....	54
Figura 26 - Método do gás chave: Arco elétrico, gás chave C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> .....	54
Figura 27 – Triângulo de Duval .....	56
Figura 28 – Fluxograma de ações a partir do ensaio FQ .....	57
Figura 29 – Fluxograma de ações a partir da DGA .....	58
Figura 30 – Fluxograma de ações a partir do ensaio PCB.....	59
Figura 31 – Fluxograma de ações a partir do ensaio 2FAL.....	59
Figura 32 – Transformadores por classe de tensão do lado AT .....	62
Figura 33 – Transformadores por potência nominal .....	63
Figura 34 – Transformadores por tempo de vida útil .....	63
Figura 35 – Transformadores por tipo de comutação.....	64
Figura 36 – Transformadores por tipo de comutação.....	64
Figura 37 – Concentração de hidrogênio do banco de dados .....	69
Figura 38 – Concentração de dióxido de carbono do banco de dados .....	69
Figura 39 – Concentração de monóxido de carbono do banco de dados .....	69
Figura 40 – Concentração de acetileno do banco de dados .....	69
Figura 41 – Concentração de etileno do banco de dados .....	70
Figura 42 – Concentração de etano do banco de dados.....	70
Figura 43 – Concentração de metano do banco de dados.....	70
Figura 44 – Concentração de TGCD do banco de dados .....	70
Figura 45 – Comparação de valores típicos de concentração de gases .....	71
Figura 46 – Procedimentos de atribuição de falha .....	72
Figura 47 – Tela de exemplo do método de gás chave do Perception Desktop .....	73
Figura 48 – Tela de exemplo do método do triângulo de Duval do Perception Desktop.....	73



Figura 49 – Tela de exemplo dos métodos de Rogers e Doernenburg do Perception Desktop	74
Figura 50 – Resultados do método NBR 7274	75
Figura 51 – Resultados do método de gás chave	75
Figura 52 – Resultados do método do triângulo de Duval	76
Figura 53 – Resultados do método de Rogers	76
Figura 54 – Resultados do método de Doernenburg	76
Figura 55 – Resultados DGA por origem da falha	77
Figura 56 – Resultados DGA com falha mais grave	77
Figura 57 – Criticidade dos transformadores pelo ensaio DGA	79
Figura 58 – Criticidade dos transformadores pelo ensaio FQ	79
Figura 59 – Criticidade dos transformadores pelo ensaio PCB	80
Figura 60 – Criticidade dos transformadores pelo ensaio 2FAL	80
Figura 61 – Painel de Power BI de gestão de transformadores	81
Figura 62 – Painel de gestão de transformadores filtrado para ensaio FQ crítico	82
Figura 63 – Aba de filtros do painel de gestão de transformadores	82
Figura 64 – Painel de histórico DGA por equipamento	84
Figura 65 – Aba de filtros do painel de histórico DGA por equipamento	84
Figura 66 – Histórico de concentração monóxido de carbono de um transformador	85
Figura 67 – Gráfico de velocímetro	85
Figura 68 – Gráfico de meta acumulada versus quantidade executada ao longo do ano	86
Figura 69 – Painel de plano de manutenção de transformadores, reatores e reguladores de tensão	86
Figura 70 – Pinel de ativos	87
Quadro 1 – Critérios para atribuição de criticidade	78

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação de transformadores de potência por classe de tensão .....	19
Tabela 2 – Ensaio para óleo mineral isolante .....	32
Tabela 3 – Valores específicos para óleo mineral isolante novo (Mass específica a 20°C).....	34
Tabela 4 – Valores-limite para fator de perdas em transformadores e reatores em uso.....	35
Tabela 5 – Valores-limite para o fator índice de neutralização em transformadores e reatores em uso.....	36
Tabela 6 – Valores de referência para ensaio de rigidez dielétrica do óleo de transformadores e reatores em uso .....	37
Tabela 7 – Valores limite para ensaio de tensão interfacial do óleo de transformadores e reatores em uso.....	37
Tabela 8 – Valores de referência para teor de água do óleo de transformadores e reatores em uso.....	38
Tabela 9 – Valores de referência para concentração de 2FAL.....	39
Tabela 10 – Valores limites para teores de PCB em óleo isolante conforme norma ABNT NBR 8371:2005 .....	41
Tabela 11 – Valores das Razões de Gases para o Método de Rogers .....	47
Tabela 12 – Concentração de gases combustíveis e classificação.....	49
Tabela 13 – Concentrações Limite dos Gases .....	50
Tabela 14 – Valores para as Razões de Gases para o Método de Dörnenburg .....	51
Tabela 15 – Valores das Razões de Gases para o Método de Rogers .....	51
Tabela 16 – Valores típicos de concentração de gases (ppm) na condição 1 .....	67
Tabela 17 – Valores típicos de 90% da concentração de gases (ppm) .....	67
Tabela 18 – Valores típicos de concentração de gases (ppm) .....	71
Tabela 19 – Valores típicos de taxa de evolução dos gases %/mês .....	71
Tabela 20 – Exemplo de resultados de um transformador .....	74
Tabela 21 – Criticidade para monitoramento de água e acetileno.....	78

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
NBR	Normas Brasileiras
IEC	International Electrotechnical Commission
PCB	Polychlorinated Biphenyl
2-FAL	2-furfuraldeído
DGA	<i>Dissolved Gas Analysis</i>
p.p.m.	Parte por milhão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
GE	General Electric
OMI	Óleo Mineral Isolante
OVI	Óleo Vegetal Isolante
CIGRE	Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
GT	Grupo de Trabalho
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
PCM	Planejamento e Controle da Manutenção
TAF	Teste de Aceitação em Fábrica
CQT	Controle da Qualidade Total
PDCA	Planejar, Desenvolver, Controlar e Ajustar
5W2H	O que, porque, quando, onde, quem, como e quanto
MIP	Medição Individual de Performance
OS	Ordem de Serviço
CDC	Comutador de Derivação em Carga
COI	Centro de Operações Integradas
GP	Grau de Polimerização
TI	Tecnologia da Informação
BI	<i>Business Intelligence</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>12</b>
1.1	Delimitação de Escopo	14
1.2	Justificativa	14
1.3	Objetivos	14
1.3.1	Objetivo Geral	14
1.3.2	Objetivos Específicos	14
1.4	Metodologia	15
1.4.1	Procedimentos Metodológicos	15
1.5	Estruturação do Projeto de Graduação	16
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>17</b>
2.1	Transformadores de Potência Imersos em Óleo Mineral Isolante	17
2.2	Falhas em Transformadores De Força	19
2.3	Manutenção	21
2.3.1	Manutenção Corretiva	22
2.3.2	Manutenção Preventiva	23
2.3.3	Manutenção Preditiva	23
2.3.4	Métodos de Diagnóstico em Transformadores de Força	23
<b>3</b>	<b>PROCESSOS DA MANUTENÇÃO PREDITIVA</b>	<b>25</b>
3.1	Planejamento Estratégico	25
3.2	Planejamento e Controle da Manutenção (PCM)	26
3.3	Amostragem	27
3.4	Ensaio de Óleo	31
3.4.1	Ensaio Físico-químico (FQ)	33
3.4.2	Teor de Compostos Furânicos (2FAL)	38
3.4.3	Teor de PCB	40
3.4.4	Análise de Gases Dissolvidos ( <i>Dissolved Gas Analysis - DGA</i> )	41
3.5	Tomada de Decisão	56
3.5.1	Gestão à Vista por Meio de <i>Business Intelligence</i> (BI)	60
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>62</b>
4.1	Conjunto de Transformadores Estudados	62
4.2	Obtenção dos Dados	65
4.3	Definição de Valores Limite Típicos de Gases Dissolvidos	67
4.4	Análise dos Gases Dissolvidos (DGA)	72
4.5	Definição da Criticidade	78
4.6	Painéis de Power BI	79
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>88</b>
5.1	Recomendações para Trabalhos Futuros	88
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>90</b>
	Anexo A – Unidade De Subestação Móvel	93
	Anexo B - Taxa De Evolução De Um Gás Em % Por Mês	94

## 1 INTRODUÇÃO

A geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica são serviços considerados vitais para o desenvolvimento econômico e social de um país, visto que os setores de produção, por meio da indústria e o de serviços, por meio da telecomunicação, são dependentes de energia elétrica. Interrupções no fornecimento de energia podem significar risco iminente para a sobrevivência, a saúde e a segurança da população (ANEEL, 2010; LAMIM, 2009).

O transformador é o equipamento mais importante de uma subestação de transmissão ou distribuição, pois é o mais caro e mais crítico equipamento da planta elétrica. Alguns de seus aspectos que o tornam relevante são o elevado custo de investimento, prazo de aquisição não-imediato dada a complexidade de construção, dificuldade no transporte e elevado tempo de montagem (PENA, 2003).

Uma falha em um transformador envolve consequências onerosas como multas por parte do órgão regulamentador no caso de interrupção do fornecimento, custos com manutenção, substituição e remanejamento, impacto direto na expectativa do cliente, perda de faturamento, e em casos mais graves, explosões, incêndios, avarias em equipamentos próximos e até risco para vidas humanas de equipes de operação e manutenção (PENA, 2003).

Em seu trabalho, Pena (2003) destaca que falhas em transformadores têm sido responsáveis por grandes blecautes no sistema elétrico brasileiro, a exemplo disso, pode-se citar de acordo com o portal de notícias G1, o blecaute ocorrido no mês de novembro do ano de 2020, no Estado do Amapá, contabilizando 22 dias sem recuperação do fornecimento total de energia. Estima-se que 90% da população (cerca de 765 mil pessoas) do Estado tenha ficado sob blecaute total no dia 03 de novembro, por causa de uma falha com explosão do transformador de transmissão que ainda está sob investigação por parte dos órgãos responsáveis. A Figura 1 mostra o transformador que sofreu queima e explosão durante este evento (G1, 2020).

Figura 1- Transformador queimado que originou um blecaute no Amapá



Fonte: G1 (2020)

A partir do dia 08 de novembro a energia começou a ser restabelecida em forma de rodízio, mas ainda de forma tímida e só foi restabelecida de fato no dia 24 de novembro. Os impactos desta ocorrência alcançaram o abastecimento de água, a compra e armazenamento de alimentos, serviços de telefonia e internet, entre outros, e trazem luz sob a importância da manutenção preventiva e gestão dos transformadores, a fim de promover disponibilidade e confiabilidade ao sistema, ainda que as causas não tenham sido oficialmente apuradas (G1, 2020).

Além de identificar falhas incipientes e evitar sua evolução, a manutenção preditiva de óleo isolante permite o diagnóstico da condição do transformador sob vários aspectos, fornecendo informações importantes para tomada de decisão com o intuito de preservar sua vida útil por mais tempo e dar subsídios para que o transformador opere com seu melhor desempenho possível.

A missão de uma distribuidora de energia é fornecer energia de qualidade, garantindo os menores índices de duração e frequência no que diz respeito a indisponibilidade de energia de acordo com a regulação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), por meio de investimento, gestão do sistema elétrico e soluções inovadoras.

## 1.1 Delimitação de Escopo

Este trabalho se limitará à análise do conjunto de transformadores de potência de média e alta tensão das subestações da distribuidora de energia Energisa Tocantins sob o ponto de vista da manutenção preditiva por meio de ensaios de óleo isolante Físico-Químico (FQ), Análise dos Gases Dissolvidos (DGA), teor de bifenilas policloradas (PCB) e teor de compostos furânicos (2FAL).

## 1.2 Justificativa

Tendo a importância do tema abordado, este trabalho busca contribuir para a redução de dificuldades relativas à predição de falhas, fornecer informações suficientes para que se possa fazer um planejamento de manutenção e um plano para casos de contingência considerando o diagnóstico de cada equipamento, possibilitar um monitoramento mais embasado e o prolongamento da vida útil de cada transformador de potência da concessionária estudada.

## 1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivos:

### 1.3.1 Objetivo Geral

Analisar dados obtidos por meio de manutenções preditivas e definir critérios de avaliação a fim de propor ferramentas que contribuam com a gestão da manutenção e da vida útil de equipamentos elétricos imersos em óleo isolante no contexto do conjunto de transformadores de força de subestações de distribuição de energia.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Obter, manipular e analisar os dados de manutenções preditivas dos transformadores de força das subestações de distribuição de energia do Estado do Tocantins;
- Definir critérios para diagnóstico dos equipamentos;
- Propor painéis interativos por meio do *Microsoft Power BI* que auxiliem a gestão da manutenção, bem como a gestão de vida útil dos equipamentos;

- Apresentar um estudo da rede de transformadores com base nos métodos de análise de gases dissolvidos;
- Apresentar panorama geral da condição do conjunto de transformadores de força do caso estudado;

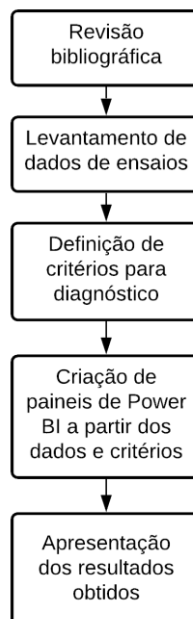
## 1.4 Metodologia

A metodologia de pesquisa é descrita pelos seus procedimentos em seguida.

### 1.4.1 Procedimentos Metodológicos

Os procedimentos adotados para atingir os objetivos estão apresentados no fluxograma da Figura 2 e são descritos nesta Subseção.

Figura 2- Procedimentos metodológicos



Fonte: Elaboração própria (2021)

Etapas:

- Revisão bibliográfica sobre transformadores de força, suas possíveis falhas, tipos de manutenção e gestão da manutenção;
- Levantamento do histórico de resultados de ensaios realizados em manutenções preditivas;



- Definição de critérios para diagnóstico dos equipamentos;
- Manipulação dos dados para desenvolvimento de painéis gerenciáveis por meio da ferramenta *Microsoft Power BI*, tanto na perspectiva do diagnóstico de cada equipamento separadamente quanto do conjunto de equipamentos de subestação do sistema de distribuição de energia do Tocantins;
- Apresentação dos dados acerca da condição dos equipamentos deste escopo;

## 1.5 Estruturação do Projeto de Graduação

No Capítulo 1 são expostos a delimitação do escopo do trabalho, sua justificativa, os objetivos, a metodologia adotada e a estrutura do projeto de graduação.

O Capítulo 2 define os transformadores de potência, apresenta as principais falhas que estão sujeitos, aborda os conceitos técnicos de manutenção: corretiva, preventiva e preditiva, bem como trata dos principais métodos de diagnóstico de um transformador.

O Capítulo 3 apresenta o processo da manutenção preditiva de forma mais detalhada, passando pelo planejamento estratégico, planejamento e controle, amostragem de coleta de óleo, os ensaios de óleo e seus métodos de análise e finalmente, a tomada de decisão a partir destas análises e o uso do *Microsoft Power BI* como alternativa.

O Capítulo 4 mostra as soluções obtidas e realiza análises das principais investigações desta pesquisa.

Finalmente, o Capítulo 5 resume os principais resultados alcançados e apresenta conclusões gerais.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo é destinado à fundamentação teórica com base em bibliografias e normas que orientam os principais temas de interesse neste trabalho e são relevantes para que se possa alcançar os objetivos definidos.

### 2.1 Transformadores de Potência Imersos em Óleo Mineral Isolante

Os transformadores de potência são os equipamentos considerados mais importantes em uma subestação de transmissão e distribuição de energia, pois além de serem caros, são críticos para a continuidade do fornecimento de energia e por essa razão, se justifica o estudo de suas características, vulnerabilidades, possíveis falhas, métodos preventivos, manutenções, ciclo de vida e monitoramento (AMORA, 2013).

O transformador é um elemento importante do sistema elétrico. Ele é o equipamento que transfere energia de um circuito para outro mantendo a mesma frequência e podendo variar tensão e corrente, de acordo com a necessidade (DE OLIVERIA, 2018)

Do ponto de vista construtivo, basicamente é um equipamento formado por uma bobina de enrolamento primário, que recebe a energia do sistema fonte e uma bobina de enrolamento secundário, que transfere a energia induzida para o sistema final, visto como uma carga. As bobinas dos enrolamentos primário e secundário são enroladas no mesmo núcleo de maneira que fiquem isoladas entre si e de modo simultâneo acopladas magneticamente, sem que haja nenhuma conexão elétrica entre as mesmas. Cada bobina é formada por espiras de cobre também isoladas entre si por uma cobertura esmaltada.

Segundo a norma ABNT NBR 5356:2016, os transformadores podem ser classificados quanto ao sistema isolante, podendo ser transformadores a óleo, que são aqueles nos quais o circuito magnético e enrolamentos (parte ativa) estão imersos em óleo, ou transformadores a seco, aqueles cuja parte ativa não está imersa em óleo isolante (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2016).

As funções do óleo isolante em um transformador são realizar o isolamento elétrico, devido as suas características dielétricas e resfriar ou permitir a dissipação de calor gerado na operação do equipamento quando circula através dos enrolamentos e do núcleo (ZANINI, 2016).

O óleo pode ter origem mineral, derivado do petróleo, ou vegetal, extraído de fontes renováveis. O Óleo Mineral Isolante (OMI) é o mais amplamente utilizado em transformadores

de potência desde o início da história de fabricação dos mesmos devido às suas propriedades físicas, químicas, seu custo e a sua interação quando impregnado ao papel isolante. A sua composição depende da natureza do petróleo utilizado e da forma em que é feita a sua obtenção, apesar disso, para fins práticos de utilização não é interessante classificar o óleo por sua composição, tendo em vista as diferentes configurações existentes, sendo assim, é mais útil classificar-lo por meio de ensaios que traduzirão seu comportamento (FERREIRA, 2018).

Em contrapartida à utilização em larga escala do OMI, segundo Ferreira (2018), há uma desvantagem quando ocorrem falhas ou vazamentos, pois ele é composto de hidrocarbonetos solúveis em água que podem migrar para o lençol freático, tornando a água imprópria para o consumo e contaminando o meio ambiente. Isto tem motivado estudos sobre a utilização do Óleo Vegetal Isolante (OVI) como alternativa mais sustentável, por meio do aprimoramento de suas características por meio de aditivos e estudos de viabilidade econômica.

Além dos óleos mineral e vegetal, há a alternativa de se utilizar o óleo silicone como meio isolante. Apesar de possuir um valor mais elevado, esta opção se mostra interessante em aplicações onde a segurança da instalação é de maior importância, já que o silicone é uma substância menos inflamável que as demais ().

Ainda sobre o sistema de isolamento, de acordo com Ferreira (2015), o papel Kraft é o isolante sólido mais utilizado em transformadores. Ele é composto essencialmente por moléculas de celulose, possui características dielétricas satisfatórias, não apresenta deformação mecânica importante quando utilizado entre as espiras e na separação de bobinas, tem baixo custo e é de fácil obtenção.

Tendo em vista o discutido anteriormente, este trabalho se limitará ao estudo de transformadores imersos em óleo mineral isolante com isolamento sólido em papel Kraft, estrutura mais comumente encontrada no Brasil.

De acordo com Mamede Filho (2000), os transformadores de potência também são classificados pela posição em que se encontram no sistema elétrico devido a sua classe de tensão como apresentado na Tabela 1. São chamados de transformadores de força aqueles que trabalham em alta e média tensão, localizados em subestações de energia, já os que trabalham a nível de baixa tensão são chamados de transformadores de distribuição, localizados ao longo da rede de distribuição, próximos aos pontos de carga finais.

Tabela 1 – Classificação de transformadores de potência por classe de tensão

<b>Equipamento</b>	<b>Nível de tensão</b>	<b>Classe de tensão (kV)</b>
Transformador de força	Alta tensão	$69 \leq V < 230$
	Média tensão	$1 < V < 69$
Transformador de distribuição	Baixa tensão	$V \leq 1$

Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2000)

Por se tratar de um estudo de caso em subestações de uma distribuidora de energia, neste trabalho serão adotados os transformadores de força de média e alta tensão.

## 2.2 Falhas em Transformadores de Força

Considerando o objetivo de propor ferramentas que auxiliem o diagnóstico a fim de prolongar a vida útil, evitar falhas em transformadores e os impactos das mesmas discutidos anteriormente, este Capítulo tem por finalidade explorar as principais falhas e vulnerabilidades as quais o equipamento em operação está sujeito.

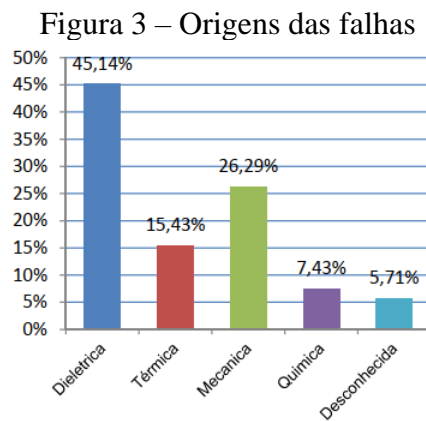
Para um melhor entendimento, define-se como falha e defeito:

- Falha é uma má condição de operação que invariavelmente causa o desligamento do equipamento do sistema onde está inserido, tanto pela extinção da falha por meio da atuação de proteção quanto em eventos onde a proteção não é capaz de atuar corretamente devido à dimensão do ocorrido (BECHARA, 2010);
- Defeito é uma condição anormal de funcionamento que pode vir a causar uma falha, podendo então motivar uma maior investigação para impedir sua evolução e consequências mais drásticas (BECHARA, 2010).

A pesquisa internacional sobre falhas em transformadores de potência publicada pelo CIGRE (Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica) em 1983 correlacionou mil falhas em transformadores com classe de tensão maior que 72 kV em 13 países no intervalo de tempo de 1968 a 1978, gerando uma estatística global de falhas. No âmbito nacional, a exemplo do estudo mencionado, o Comitê de Estudos de Transformadores publicou em 2013, juntamente com concessionárias, fabricantes e pesquisadores, um trabalho descritivo do que foi observado, que tinha por finalidade conhecer o cenário do Brasil e fornecer dados mais atualizados, considerando a evolução da indústria de transformadores ao longo dos anos (PENA, 2003; CIGRE-GT A2.02, 2013).

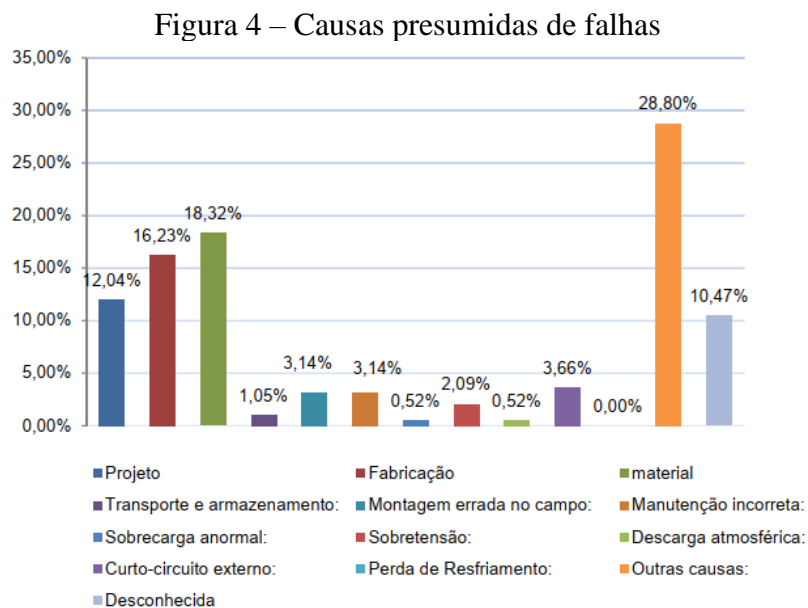
Este estudo correlaciona dados históricos de falhas e defeitos em transformadores no período de 2004 a 2009 e, embora a classe de tensão seja igual ou superior a 138 kV, ainda pode ser utilizado como uma referência na investigação de falhas em transformadores de potência de subestações de distribuição. Análises dessa natureza apresentam ainda uma incerteza por depender da fiabilidade do banco de dados, que devido ao tempo ou utilização pode não ter a totalidade dos eventos registrados, e pelo fato de que os critérios que caracterizam os motivos de cada indisponibilidade de um equipamento podem variar entre as concessionárias.

A relação entre a origem das falhas e seus percentuais de ocorrência na Figura 3 destaca as falhas no isolamento dielétrico como de maior incidência.



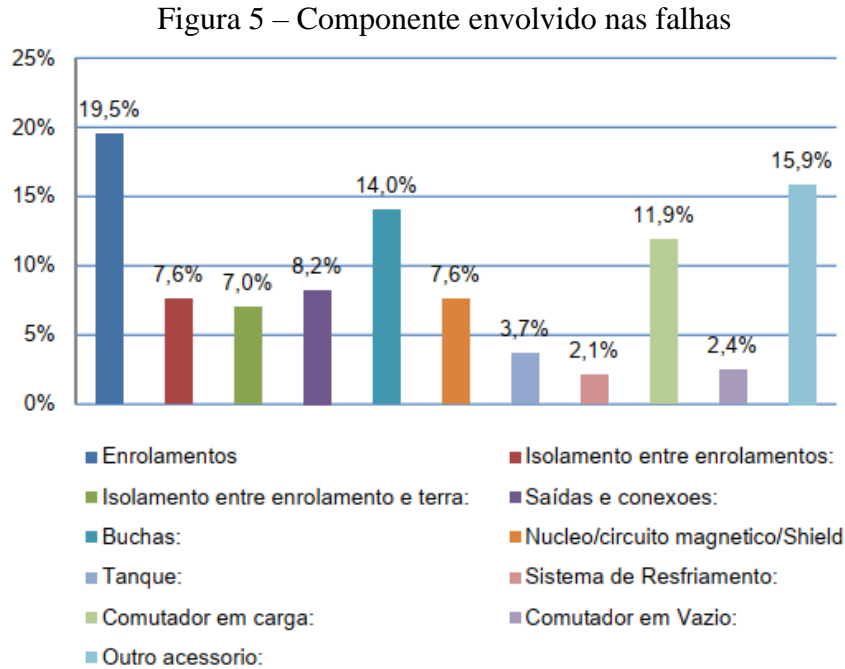
Fonte: CIGRE-GT A2.02 (2013)

A Figura 4 apresenta as falhas distribuídas por suas causas presumidas.



Fonte: CIGRE-GT A2.02 (2013)

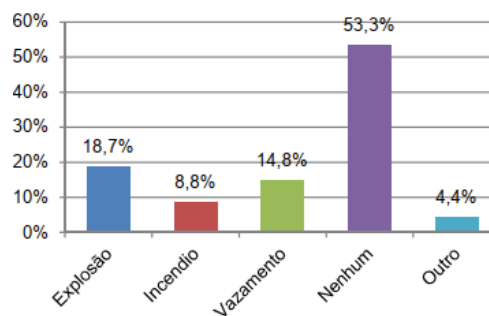
A Figura 5 mostra as falhas por componente envolvido, onde os enrolamentos, buchas e comutador sob carga são os mais comuns.



Fonte: CIGRE-GT A2.02 (2013)

Se tratando das complicações imediatas que essas falhas podem gerar, a Figura 6 mostra as consequências externas destas falhas.

Figura 6 – Consequências externas da falha



Fonte: CIGRE-GT A2.02 (2013)

## 2.3 Manutenção

Como discutido no Capítulo 2, o transformador está sujeito a uma série de defeitos e falhas que podem ter consequências externas graves, como no caso de explosões, ou mesmo nenhuma consequência externa.

A manutenção está intimamente ligada à busca pela prevenção e reparação de falhas, mas para além disso, ela tem papel importante na confiabilidade do sistema e na gestão da vida útil dos equipamentos (CIGRE-GT A2.05, 2013).

A manutenção pode ser definida como toda ação realizada de forma direta ou indireta em um equipamento que tem o propósito de garantir o pleno funcionamento, com segurança e eficiência, considerando os aspectos técnicos e econômicos envolvidos (MILASCH, 1984). Esta atividade se divide em três principais tipos, manutenção corretiva, preventiva e preditiva, que serão abordados no Capítulos 2.3.1, 2.3.2 e 2.3.3 respectivamente.

As concessionárias de energia realizam o monitoramento e diagnóstico de seus transformadores, onde seus departamentos de manutenção não se limitam apenas ao conserto de equipamentos e atendimento de ocorrências. É necessário que haja um planejamento envolvendo a gestão, a estratégia, a logística e a operação a fim de atender às necessidades dinâmicas de potência do sistema, gerar confiabilidade, prover disponibilidade e reduzir custos (SOUZA, 2008; GÓMEZ, 2013).

O surgimento de novas tecnologias na concepção construtiva de transformadores tem levado à uma menor incidência de falhas em seus componentes e conseqüentemente, uma menor necessidade de manutenção, ainda assim, sabe-se que a expectativa de tempo de vida útil é de 30 anos e que na prática alguns equipamentos chegam a 60 anos ou mais de operação. Principalmente no cenário de países da América do Sul e de terceiro mundo, onde há a escassez de recursos, esta modernização é impossibilitada ou morosa (GÓMEZ, 2013).

Desta forma, a disponibilidade e confiabilidade de transformadores de força ainda representa um risco para o negócio de transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. Para atenuar estes riscos as manutenções devem ser realizadas com o máximo de presteza e conhecimento técnico por parte das equipes operacionais e por meio de critérios técnicos bem embasados e estratégia por parte do corpo que compõe a gestão e tomada de decisão.

### 2.3.1 Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva é efetuada em um equipamento para sanar ou eliminar uma falha ou defeito já identificados, ou seja, são motivadas por ocorrências já constatadas. Ela pode ser programada, em casos de urgência controlada ou pode ser realizada em um momento de prontidão frente ao problema (MILASCH, 1984; FERREIRA, 2015).

### 2.3.2 Manutenção Preventiva

A manutenção preventiva tem o objetivo de evitar falhas ou defeitos por antecipação, ela acontece de forma programada periodicamente ou de acordo com critérios pré-definidos, como uma determinada quantidade de operações em um equipamento, por exemplo. Por sua natureza anterior à falha, pode-se criar um sentimento de que ela é realizada apenas para cumprimento de calendário, apesar disso, ela deve ser realizada com o máximo rigor a fim de prover ou conservar as melhores condições de funcionamento do equipamento (MILASCH, 1984; FERREIRA, 2015).

### 2.3.3 Manutenção Preditiva

De acordo com Ferreira (2015) a manutenção ou técnica preditiva é uma parte da manutenção preventiva porque também tem a função de evitar falhas e avarias, porém, ela é realizada por meio da avaliação e do acompanhamento da condição do ativo.

Seu procedimento consiste em analisar dados obtidos por supervisão ou histórico prévio de informações, gerar diagnósticos por meio de métodos consolidados e tomar decisões por meio da perspectiva de evolução desta condição. O maior objetivo desta manutenção é estimar o estado futuro de um equipamento.

Segundo Ferreira (2015):

Em termos econômicos este tipo de manutenção é considerado o mais rentável, porque para além dos benefícios da manutenção preventiva, evitam-se com esta técnica, intervenções ou substituições de componentes de equipamentos que ainda apresentem boas condições de funcionamento.

A principal técnica preditiva é a análise dos gases dissolvidos no óleo isolante, por meio desta é possível detectar falhas incipientes, ou sejam, em seu estado inicial de formação, e mensurar o tempo de vida restante do transformador, a depender da quantidade e qualidade das informações disponíveis (FERREIRA, 2015).

### 2.3.4 Métodos de Diagnóstico em Transformadores de Força

Os métodos mais difundidos de diagnóstico de um transformador de potência de média e alta tensão segundo Martins (2009) são os ensaios elétricos, inspeção visual interna, ensaio de papel isolante e supervisão preventiva. Souza (2008) considera os principais métodos como



sendo os ensaios de óleo, termografia, medição de descargas parciais (considerando os métodos químico, elétrico, acústico e tensão de rádio interferência) e análise de resposta em frequência.

Todos os métodos possuem aplicabilidade e se mostram úteis de acordo com a necessidade de avaliação do equipamento, onde alguns são mais utilizados durante a construção e no Teste de Aceitação em Fábrica (TAF), porque necessitam de equipamentos de teste de alto valor não viáveis para uso em concessionárias. Outros métodos requerem a viabilização de uma unidade reserva, a transferência de carga, ou até mesmo o desligamento do transformador da rede para serem realizados.

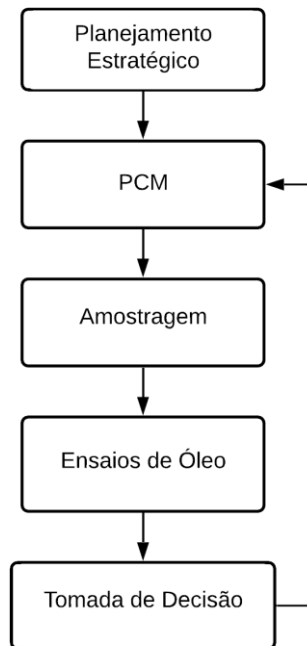
Os ensaios elétricos são realizados em casos de suspeita de defeito, falha e após a montagem e movimentação do transformador, isso se dá pelo fato de que estes ensaios verificam aspectos que dependem do estado físico do equipamento. Se utilizado para reserva, seu estado físico se conserva, visto que não está exposto a esforços elétricos ou mecânicos, se utilizado em operação, é necessário retirar o equipamento de operação para ensaiá-lo.

Dentre os métodos citados, os ensaios de óleo são o método mais importante devido ao fato de que não há a necessidade de retirar o transformador de operação, o óleo é indicativo de diversas falhas internas importantes envolvendo a parte ativa, por permitirem a supervisão preventiva, seja ela realizada por monitoramento por meio de sensores, seja pela coleta e análise de amostras e por fornecerem uma estimativa do envelhecimento deste equipamento.

### 3 PROCESSOS DA MANUTENÇÃO PREDITIVA

Para que se faça uma boa gestão da manutenção, é necessário conhecer as etapas que constituem o processo por completo. A Figura 7 mostra um fluxograma com uma visão macro dos processos da manutenção preditiva da distribuidora estudada, que serão detalhados nas Seções seguintes.

Figura 7 – Fluxograma dos processos da manutenção preditiva de óleo isolante



Fonte: Elaboração própria (2021)

#### 3.1 Planejamento Estratégico

O planejamento estratégico é onde nasce a engenharia de manutenção e para que este processo seja bem-sucedido deve-se identificar os maiores impactos e os seus maiores ofensores com o objetivo de localizar as oportunidades. Nesta etapa ocorre a construção do plano de ação (geralmente anual), que deve focalizar as tarefas de modo que se alcance o melhor resultado com o menor esforço possível.

Esse processo passa pelo conhecimento dos indicadores de desempenho da área, análise exaustiva das anomalias mais impactantes e suas causas, conhecimento da disponibilidade de recursos e equipes, definição de metas e explanação de tempo hábil para alcançá-las, análise das ferramentas disponíveis para auxílio na tomada de decisão e melhoria contínua dos mesmos.

Algumas metodologias de gestão como o Controle da Qualidade Total (CQT) do inglês

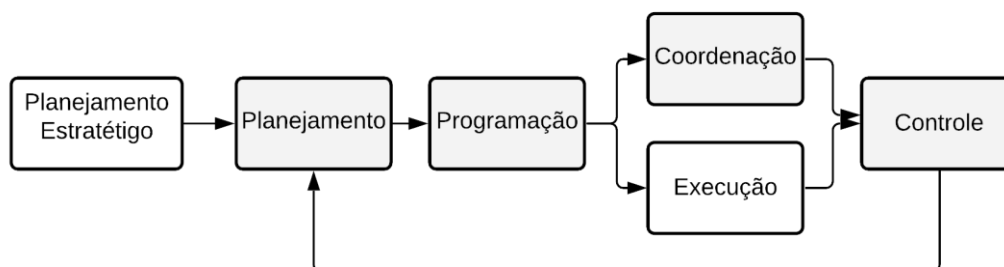
*Total Quality Control (TQC)* e o ciclo PDCA, Planejar (*Plan*), Desenvolver (*Do*), Controlar (*Check*) e Ajustar (*Action*) se destacam pela aplicabilidade na engenharia de manutenção. Algumas ferramentas de qualidade auxiliam a identificação dos parâmetros que compõem esse processo como por exemplo, o diagrama de Pareto para identificação da importância relativa dos dados analisados, a curva de Gauss para identificação de anomalias, utilização de histogramas para análise de frequência, diagrama de Ishikawa para mapeamento de causas de um problema e o 5W2H do inglês *What, Why, Where, Who, When, How* e *How much* que consiste em guiar um plano de ação por meio das seguintes indagações: o quê, porquê, onde, quem, quando, como e quanto (FALCONI, 2013; MUNIZ,2020).

### 3.2 Planejamento e Controle da Manutenção (PCM)

Após a construção do programa de manutenção, o PCM é a etapa que tem como objetivo aprimorar constantemente esse plano de ação por meio do planejamento, programação, coordenação e controle.

De acordo com a Figura 8, o planejamento consiste em receber o plano de manutenção e analisar a validade e a prioridade das Ordens de Serviço (OS) recebidas. Na etapa de programação as necessidades de recursos materiais dessa OS são atendidas e a OS é despachada para equipes que executarão o serviço. A etapa de coordenação se dá durante a execução dos serviços, com acompanhamento contínuo das diversas equipes e suas possíveis demandas. Depois de realizado o serviço, a etapa de controle consiste em analisar os indicadores de qualidade gerados pelos serviços e inserir informações sistêmicas a fim de transparecer com máxima veracidade as atividades executadas e os desafios encontrados (DORIGO, 2013).

Figura 8 – Fluxograma dos processos do PCM em destaque



Fonte: Adaptado de Dorigo (2013)

No caso da distribuidora analisada, uma ferramenta de acompanhamento constante do desempenho das equipes de manutenção chamada de MIP (Medição Individual de

Performance) é utilizada, onde os indicadores de qualidade são a produtividade, eficiência, desvios e utilização. Ferramentas como essa são muito úteis ao responsável pelo PCM porque promovem avanços na qualidade dos serviços, melhoria da gestão de recursos humanos e padronização dos processos (DORIGO, 2013; SANTOS, 2016).

### **3.3 Amostragem**

A amostragem consiste na coleta de um determinado volume de óleo diretamente do tanque do transformador de força para que seja analisado em um laboratório. Em casos de transformadores que possuem sensoriamento remoto não há a necessidade de coletar óleo no local e fica suspensa essa etapa do processo.

O procedimento de amostragem é descrito pela norma ABNT NBR 7070:2006 e pela NBR 8840:2013 e será apresentado de forma sucinta nesta Subseção. Coletas em seringa são utilizadas para análise DGA, enquanto os demais ensaios abordados neste trabalho (FQ, PCB e 2FAL) são realizados com a coleta em frasco.

Materiais para kit de coleta:

- Seringa de vidro à prova de gás, do tipo médico ou veterinário com juntas à prova de óleo (sugere-se bico de metal de encaixe Luer-Lock), com capacidade a depender do exigido pelo laboratório (geralmente 20 ml ou 50 ml), consultar Imagem 9;
- Frasco de vidro cor âmbar, capacidade de 1L, à prova de óleo, com tampa e batoque;
- Etiquetas com identificação do número de série, potência, classe de tensão, data da amostragem, temperatura do óleo, temperatura ambiente, umidade relativa do ar e mais informações que sejam convenientes ao setor de manutenção;
- Manta absorvente para óleo;
- Estopa;
- Balde;
- Conexão metálica para registro;
- Válvula de três vias, consultar Imagem 10;
- Mangueira plástica;
- Equipamentos de Proteção Individual (EPI) para ambiente de subestação como capacete, óculos, luvas, roupa antichamas e bota.

Figura 9 – Amostra de óleo em seringa de vidro conectada à válvula de três vias



Fonte: Elaboração própria (2021)

As amostras devem ser coletadas no estado em que o transformador se encontrar, estando ou não energizado, e não devem ultrapassar o prazo de duas semanas desde a coleta para serem analisadas. Sempre que possível a coleta deve ser feita no registro inferior do transformador. É recomendado evitar coletas com umidade relativa do ar acima de 70% ou com interferência de chuva para evitar contaminações indiretas (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2006; DE SOUZA, 2018).

Para realizar a coleta primeiramente deve-se avisar o Centro de Operações Integradas (COI) e realizar os procedimentos de segurança de acordo com as normas da empresa. Feito isso, deve-se limpar bem o registro para evitar a contaminação das amostras por água ou sujeira acumuladas. O chão logo abaixo ao registro deve estar preparado com manta absorvente de óleo e balde para evitar a contaminação do solo. Em seguida, a mangueira com conector metálico é conectada ao registro e cerca de 1 a 2 litros de óleo são desprezados, com o objetivo de eliminar o óleo contido nas conexões, como mostrado nas Figuras 10 e 11.

Figura 10 – Conexão da mangueira ao registro inferior



Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 11 – Descarte de óleo no balde



Fonte: Elaboração própria (2021)

Após isso, o procedimento é fazer uma pré-lavagem do frasco com uma pequena quantidade do próprio óleo, descartar este óleo no balde e então, encher o frasco o mais próximo possível da borda, fechar com batoque e tampa e identificar a amostra por meio do preenchimento da etiqueta.

Para a seringa o procedimento análogo é conectar a seringa por meio da torneira de três vias à mangueira, fazer uma pré-lavagem com uma pequena quantidade de óleo, descartar este óleo no balde e então, encher lentamente a seringa de óleo puxando o êmbolo até ultrapassar a sua demarcação. A Figura 12 mostra o momento da coleta com a seringa.

Figura 12 – Coleta de óleo isolante com seringa



Fonte: Elaboração própria (2021)

Após isso, deve-se fechar a torneira de 3 vias de modo a impedir a passagem de óleo ou ar para dentro da seringa e fechar o registro do transformador. Com a seringa na vertical, deve-se abrir a torneira de três vias e eliminar qualquer bolha de ar de dentro da seringa para evitar trocas gasosas que interfiram no resultado, sempre com o auxílio do balde, como pode ser observado na Figura 13. Por fim, deve-se identificar a amostra por meio de etiquetas.

Figura 13 – Retirada de bolhas de ar da seringa



Fonte: Elaboração própria (2021)

Depois de executar a coleta, os materiais devem ser acondicionados para transporte. Recomenda-se a utilização de plástico bolha para proteção de frascos de vidro e o uso de

suportes de tubo PVC com espuma no interior para transportar as amostras em seringa como ilustrado pela Figura 14.

Figura 14 – Seringa com amostra de óleo embalada para transporte



Fonte: Elaboração própria (2021)

Durante a elaboração deste trabalho, foi detectado que a presença de muitas conexões e derivações no registro inferior podem ocasionar contaminações das amostras, dessa forma, é preferível que se mantenha o caminho mais curto possível entre o registro e o ponto de coleta.

Nos casos onde houver vácuo no transformador, o procedimento é observar as orientações do fabricante acerca da proteção de súbita pressão e inibi-la até que a pressão seja reestabelecida, permitindo a coleta (DE SOUZA, 2018).

### 3.4 Ensaios de Óleo

Há uma variedade de ensaios que podem ser aplicados aos óleos minerais isolantes, expostos na Tabela 2, a NBR 10576:2017 recomenda os ensaios do grupo 1 como sendo suficientes para analisar as condições do óleo do transformador estudado. O grupo 2 possui ensaios complementares e o grupo 3 ensaios investigativos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017). Cada ensaio possui seus métodos e valores de referência preconizados por normas.



Tabela 2 – Ensaaios para óleo mineral isolante

<b>Propriedade</b>	<b>Grupo</b>	<b>Subseção</b>	<b>Norma</b>
Cor e aparência	1	5.2	ABNT NBR 14483
Densidade	1	5.3	ABNT NBR 7148
Fator de perdas dielétrica	1	5.4	ABNT NBR 12133
Índice de neutralização (acidez)	1	5.5	ABNT NBR 14248 ABNT NBR 14448
Rigidez dielétrica	1	5.6	ABNT NBR IEC 60156
Tensão interfacial	1	5.7	ABNT NBR 6234
Teor de água	1	5.8	ABNT NBR 10710
Sedimento e borra	2	5.9	ANEXO A
Teor de inibidor	2	5.10	ABNT NBR 12134
Bifenilas policloradas (PCB)	3	5.11	ABNT NBR 13882
Compatibilidade	3	5.12	ABNT NBR 14274
Enxofre corrosivo	3	5.13	ABNT NBR 10505
Estabilidade à oxidação	3	5.10	ABNT NBR 10504 ABNT NBR 15362
Partículas (contagem de partículas)	3	5.14	ISO 4407 ABNT NBR 14275
Ponto de fluidez	3	5.15	ABNT NBR 11349
Ponto de fulgor e combustão	3	5.16	ABNT NBR 11341
Resistividade	3	5.4	ASTM D 1169
Teor de DBDS	3	5.17	ABNT NBR 16412
Teor de passivador	3	5.18	ABNT NBR 16270
Viscosidade cinemática	3	5.19	ABNT 10441
Análise de gases dissolvidos (AGD)	1	5.20	ABNT NBR 7070 ABNT NBR 7274
Metais	2	5.21	ASTM D 7151
Ferrografia analítica e quantitativa	2	5.22	

Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2017)

Segundo o CIGRE-GT A2.05 (2013) as três exigências para que o óleo isolante cumpra suas funções com plenitude são:

- Resistir a solicitações elétricas: para atender aos critérios de isolamento, se exige que tenha uma rigidez dielétrica elevada e um fator de dissipação/potência baixos;
- Boa circulação mesmo em baixas temperaturas: para atender aos critérios de transferência térmica e refrigeração se exige que o óleo tenha uma viscosidade e um ponto de fluidez suficientemente baixo;
- Isolação e refrigeração suficientes para assegurar a extinção de arcos: 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

Para fins deste estudo de caso serão abordados nos capítulos subsequentes os ensaios do grupo 1, somados aos de teor de Bifenilas Policloradas (PCB) e teor de furfuraldeídos (2-FAL). Os demais ensaios são utilizados apenas para necessidades pontuais onde o estado da máquina requer informações adicionais.

#### 3.4.1 Ensaio Físico-químico (FQ)

O ensaio físico-químico permite uma avaliação da qualidade do óleo isolante por meio de suas características físicas, químicas, dielétricas e funcionais. Estas características são medidas de forma isolada, de acordo com a norma NBR 10576:2017.

O principal objetivo deste ensaio é assegurar as funções (isolamento e resfriamento) do óleo isolante, para isso, ele possui sete principais parâmetros que serão abordados nas Seções 3.4.1.1 a 3.4.1.7 (SOUZA, 2008).

Na concessionária estudada, este ensaio é realizado preventivamente de forma anual em cada equipamento e pode ser solicitado em casos de mau funcionamento ou por outros fatores que motivem um acompanhamento mais frequente.

##### 3.4.1.1 Cor e aspecto visual

Este ensaio consiste na classificação da cor do óleo amostrado de acordo com padrões de cor da escala ISO 2049. Sozinho, este parâmetro não é determinante, mas uma alteração rápida na cor pode indicar deterioração ou contaminação do óleo, como no caso de comunicação entre o tanque principal e o Comutador de Derivação em Carga (CDC), que já possui um óleo exposto à arcos elétricos.

O aspecto visual do óleo sobre sua turbidez ou presença de sedimentos pode indicar a presença de água livre, sujeira, borra insolúvel, entre outros contaminantes que somados aos demais ensaios podem esclarecer a condição do transformador. O procedimento tem como referência a norma NBR 14483:2015. Um óleo ideal ou novo é claro e límpido (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017).

#### 3.4.1.2 Densidade

A densidade dá uma indicação do tipo de óleo mineral quanto a sua origem, se é naftênico ou parafínico. Este parâmetro não é indicativo de qualidade do óleo, visto que não há evidências de que a densidade é influenciada pelo desgaste do equipamento, por isso, sua aplicação é mais comum em locais frios para detecção de cristais de gelo (CIGRE-GT A2.05, 2013).

A Tabela 3 mostra os valores de densidade por tipo de óleo isolante.

Tabela 3 – Valores específicos para óleo mineral isolante novo (Mass específica a 20°C)

<b>Óleo Naftênico</b>	<b>Óleo Parafínico</b>
861,0 – 900,0 kg/m <sup>3</sup>	≤ 860,0 kg/m <sup>3</sup>

Fonte: CIGRE-GT A2.05 (2013)

Os pormenores desse ensaio são definidos pela norma ABNT NBR 14065:2013.

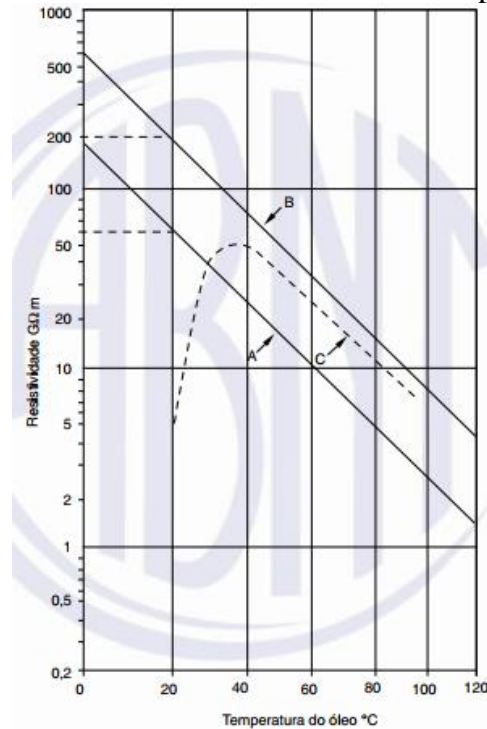
#### 3.4.1.3 Fator de perdas dielétricas

A medição do fator de perdas dielétricas é realizada por meio da medição do fator de potência ou fator de dissipação. Resultados elevados podem indicar a presença de contaminantes indesejados como sais metálicos, água, aldeídos, cetonas e álcoois, que podem afetar a resistividade, valores altos também podem prejudicar o fator de potência e/ou a resistência de isolamento do equipamento elétrico (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017).

Geralmente o fator de perdas tem comportamento inverso à resistividade, quando o primeiro aumenta, o outro diminui. O procedimento é descrito em detalhes pela norma NBR 12133:1991.

Sabe-se que a resistividade é dependente da temperatura, a Figura 15 ilustra as curvas características de A e B de equipamentos com resultados satisfatórios de ensaio em baixas temperaturas. A curva C apresenta resultados satisfatórios a 90°C, mas não em baixas temperaturas, indicando contaminação do óleo (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017).

Figura 15 – Curvas características de resistividade por temperatura



Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2017)

O valor de conformidade adotado pelo laboratório analisado na concessionária é de um fator de perdas a 90°C menor ou igual a 15%, de acordo com a recomendação da norma NBR 10576:2017 por classe de tensão, descritos na Tabela 4 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017).

Tabela 4 – Valores-limite para fator de perdas em transformadores e reatores em uso

Fator de perdas, %, máx.	≤ 145 kV	>145 kV
% a 25°C	0,5	-
% a 90°C	15	12
% a 100°C	20	15

Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2017)

#### 3.4.1.4 Índice de neutralização

A norma NBR 14248:2009 se destina a descrever o método de obtenção do índice de neutralização. Este ensaio tem como objetivo obter o índice de acidez no óleo e é dado pelo número de miligramas de KOH necessário para neutralizar 1 g de óleo. Ácidos são produto de oxidação, afetam a propriedade dielétrica do óleo, contribuem para a degradação do papel isolante e quando em níveis mais altos, até de peças metálicas, por isso, esta taxa está ligada ao envelhecimento do óleo (MILASCH, 1984; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017).

O valor de referência para óleo novo é  $<0,03$  mgKOH/g, a partir de valores maiores que 0,1 mg de KOH/g há risco de início de geração de descargas parciais (CIGRE-GT A2.05, 2013). A Tabela 5 apresenta os valores-limite máximos para o índice de neutralização.

Tabela 5 – Valores-limite para o fator índice de neutralização em transformadores e reatores em uso

<b>Tensão</b>	<b>Índice de neutralização mgKOH/g, máx.</b>
$\leq 72,5$ kV	0,20
$> 72,5$ kV	0,15

Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2017)

#### 3.4.1.5 Rigidez dielétrica

O ensaio de rigidez dielétrica consiste em aplicar um determinado valor de tensão entre eletrodos de distância e geometrias conhecidos, imersos em uma quantidade de óleo, até que se chegue ao valor da tensão disruptiva, ou seja, a tensão em que o meio passa a conduzir corrente. Desta forma, a rigidez dielétrica é a capacidade de resistir à tensão elétrica, função principal de qualquer material isolante, por isso, o principal objetivo deste ensaio é assegurar a isolamento do óleo (PAULINO, 2014).

A presença de água livre ou partículas sólidas no óleo reduz fortemente a rigidez dielétrica, comprometendo a capacidade de isolamento, de forma que este ensaio é um forte indicativo da existência desses contaminantes (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017). Os valores mínimos preconizados pela norma NBR 10576:2017 de acordo com o método NBR 60156:2019, por classe de tensão são os descritos pela Tabela 6.

Tabela 6 – Valores de referência para ensaio de rigidez dielétrica do óleo de transformadores e reatores em uso

<b>Tensão</b>	<b>Rigidez dielétrica, kV, mín. exigido</b>
$\leq 72,5$ kV	40
$>72,5$ kV / $\leq 145$ kV	50
$> 145$ kV	60

Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2017)

#### 3.4.1.6 Tensão interfacial

A tensão interfacial, como o nome sugere é a tensão entre as faces óleo-água. Tem o objetivo de detectar contaminantes polares solúveis e produtos de oxidação e seu procedimento é descrito pela ABNT NBR 6234:2015 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017).

Os óleos novos não possuem relevância de substâncias hidrofílicas, que são aquelas com afinidade com moléculas de óleo e de água, portanto, apresentam valores elevados de tensão interfacial. Quanto maior a deterioração, menor o índice de tensão interfacial. A unidade deste valor é dina/cm ou mN/m (MILASCH, 1984).

Este teste é útil para detectar a deterioração do óleo em sua fase inicial, embora não permita distinguir o contaminante, já que é nesse estágio que a tensão interfacial varia com rapidez, estabilizando posteriormente. Este comportamento é contrário ao do índice de neutralização, que tem variação maior quando já há uma certa degradação do óleo. Devido a essa característica de comportamento, é útil aplicar esse teste para acompanhamento de transformadores que operem em sobrecarga, considerando que tendem a ter uma deterioração mais rápida (CIGRE-GT A2.05, 2013).

Os valores-limite mínimos para tensão interfacial em transformadores em uso são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Valores limite para ensaio de tensão interfacial do óleo de transformadores e reatores em uso

<b>Tensão</b>	<b>Tensão interfacial a 25°C, mN/m, mín.</b>
$\leq 72,5$ kV	20
$>72,5$ kV / $\leq 145$ kV	22
$> 145$ kV	25

Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2017)

### 3.4.1.7 Teor de água

A água pode estar dissolvida no óleo, livre ou impregnada no papel isolante. As consequências da presença de água podem afetar a rigidez dielétrica, o isolamento celulósico e a taxa de envelhecimento do óleo e do papel, portanto, é um elemento chave para o diagnóstico de transformadores de força (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017).

A solubilidade da água no óleo é dependente da temperatura, por isso, a interpretação do teor de água no óleo depende da temperatura do óleo no momento da amostragem, dessa forma não há um valor limite universal, por isso, é importante consultar os fabricantes e levar em consideração a experiência de especialistas. Seu procedimento é descrito em mais detalhes pela norma NBR 10710:2006 e a Tabela 8 mostra os valores-limite máximos recomendados pela norma NBR 10576:2017 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017).

Tabela 8 – Valores de referência para teor de água do óleo de transformadores e reatores em uso

<b>Tensão</b>	<b>Teor de água, mg/kg, máx.</b>
$\leq 72,5$ kV	40
$>72,5$ kV / $\leq 145$ kV	30
$> 145$ kV	20

Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2017)

### 3.4.2 Teor de Compostos Furânicos (2FAL)

O mecanismo de degradação do papel isolante produz gases hidrogênio, metano, etileno e porções maiores de monóxido e dióxido de carbono e de compostos furânicos. Devido a sua afinidade com moléculas de água, a quantidade desses compostos furânicos depende da temperatura, tipo de papel, tipo de óleo, perfil da carga, índice de acidez do óleo, design do equipamento, teor de umidade no óleo, no papel e teor de oxigênio (CIGRE-GT A2.05, 2013).

O ensaio que indica diretamente o nível de degradação do papel isolante é chamado de Grau de Polimerização (GP), ele é feito a partir de uma amostra de papel, o que exige a retirada do equipamento de operação e um procedimento mais invasivo. O nível de degradação é dado

pela contagem média de anéis de glicose existentes em cada cadeia celulósica, quanto menor o GP, mais degradado o papel se encontra.

Já o ensaio de compostos furânicos, tem como função avaliar indiretamente a deterioração do papel (Grau de Polimerização - GP) por meio da cromatografia líquida do óleo e sua grande vantagem é que não é necessário retirar o transformador de operação para realizar a coleta de amostra do papel. O composto encontrado em maior quantidade é o 2-furfuraldeído (2FAL), por isso, é comum encontrar na literatura e em laboratórios a nomenclatura deste ensaio como 2FAL (CIGRE-GT A2.05, 2013; MARTINS, 2007).

Na literatura, existem diferentes modelos que correlacionam a concentração de 2FAL no óleo com a de GP do papel, embora nenhum seja estabelecido para aplicação universal. Para fins deste estudo, será considerado o modelo de De Pablo, de acordo com Martins (2010), que é descrito pela Equação (1).

$$GP([2FAL] + 2,3) = 1850 \quad (1)$$

Onde:

*GP*: Grau de polimerização

*2FAL*: Concentração de 2-furfural (mg/kg)

Por conta da natureza inversa da equação, quanto menor o GP, maior o 2FAL e maior é a degradação do papel. Segundo CIGRE-GT A2.05 (2013), quando GP decresce para uma escala de 350 a 200, a resistência mecânica do papel é reduzida em 50% do valor original, desta forma, este intervalo indica fim da vida útil da isolação sólida. Para valores de GP menores que 200, o papel se torna quebradiço.

Aplicando essas informações à Equação 1, temos os seguintes valores de referência da Tabela 9:

Tabela 9 – Valores de referência para concentração de 2FAL

<b>Estado da isolação celulósica</b>	<b>GP</b>	<b>2FAL (mg/kg)</b>
Papel em condições normais	> 350	< 2,98
Proximidade do fim de sua vida útil	$200 \leq GP \leq 350$	$2,98 \leq 2FAL \leq 6,95$
Papel quebradiço/degradado	< 200	> 6,95

Fonte: Elaboração própria (2021)



O teor de 2FAL não se altera em óleo submetido a tratamento, mas se altera em óleo submetido a regeneração, por isso, há que se ter atenção ao histórico do transformador quanto à essa atividade.

Por meio dele não é possível indicar exatamente a vida residual do equipamento, porém, ele é de grande valor na gestão de equipamentos mais antigos ou que apresentem indicação de deterioração do papel por meio de outros ensaios, ao passo que não é invasivo e não requer grandes esforços para ser realizado. Seu procedimento é descrito em detalhes pela NBR 15349:2016.

### 3.4.3 Teor de PCB

O PCB é um produto químico da família das bifenilas policloradas e ascarel é como é chamado o óleo isolante constituído de PCB. Os ascaréis são substâncias estáveis química e termicamente e não são inflamáveis, dessa forma, apresentam boas características para as funções do óleo isolante descritas no Capítulo 1, o que justificou sua utilização em transformadores de potência (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2005).

Apesar dessas características, o óleo contendo PCB também é bioacumulativo, não biodegradável, é considerado produto perigoso (classe 9-ONU) e é nocivo aos seres humanos e ao meio ambiente, por ser altamente persistente. A norma NBR 8371:2005 trata de seus métodos de detecção, manuseio, cuidados especiais e eliminação. Os ascaréis, quando expostos a temperaturas superiores a 400°C em um meio com presença de oxigênio, podem dar origem a substâncias altamente tóxicas.

Este ensaio faz parte da rotina de qualquer concessionária e é realizado para mapeamento dos equipamentos, a fim de retirar o uso de PCB de seu parque, de acordo com o compromisso assumido pelo Brasil na Convenção de Estocolmo em 2005 de retirar o uso do PCB até o ano de 2025. Sua comercialização é proibida em território nacional de 1981 (Portaria Interministerial 019), mas por conta de sua persistência, ainda há uma determinada concentração de PCB em transformadores antigos e em decorrência de manuseio do óleo e contaminação por utilização da mesma máquina de tratamento em transformadores mais novos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017).

Os valores de referência para o teor de PCB e as ações recomendadas de acordo com CIGRE-GT A2.05 (2013) e NBR 8371:2005 são os previstos na Tabela 10.

Tabela 10 – Valores limites para teores de PCB em óleo isolante conforme norma ABNT NBR 8371:2005

<b>Teor PCB</b>	<b>Ação Recomendada</b>
Inferior a 50 mg/kg	Não é considerado como resíduo de PCB, portanto não há restrições quanto a sua destinação final.
Superior a 50 mg/kg e Inferior A 500 mg/kg	O líquido isolante deve ser incinerado ou descontaminado. Os materiais sólidos (constituintes da carcaça e parte ativa, permeáveis e impermeáveis) não são considerados como resíduos, portanto não há restrições quanto a sua destinação final.
Igual ou superior a 500 mg/kg	O líquido isolante deve ser incinerado ou descontaminado. Os materiais permeáveis da parte ativa (papéis, papelões e demais ferragens) devem ser incinerados. Os materiais impermeáveis (carcaças, bobinas, isoladores e demais ferragens) devem ser incinerados ou descontaminados.

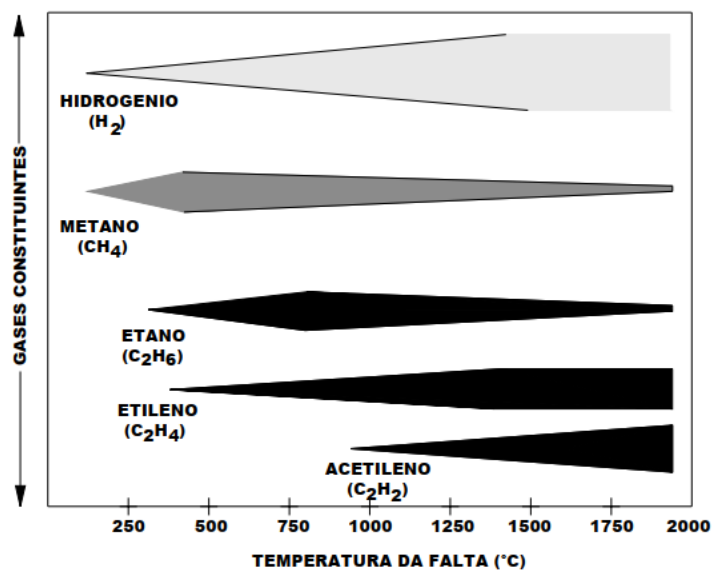
Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2005)

#### 3.4.4 Análise de Gases Dissolvidos (*Dissolved Gas Analysis - DGA*)

A Análise de Gases Dissolvidos, ou DGA, é um ensaio realizado por meio de cromatografia gasosa, em que se pode obter a concentração de gases dissolvidos em uma amostra de óleo isolante, que por sua vez podem ser relacionados a falhas com o auxílio de métodos consolidados. A geração de gases acontece devido ao processo de envelhecimento natural do transformador, em que há a degradação gradual do óleo e da celulose com o tempo e que pode ser acelerada com a exposição do equipamento a esforços térmicos e elétricos (AMORA, 2013).

Os principais motivos da degradação do óleo e do papel isolante são o aquecimento, umidade e interação com oxigênio (AMORA, 2013). A Figura 16 relaciona a presença de gases e temperaturas necessárias para sua formação:

Figura 16 – Gases típicos gerados durante falhas



Fonte: Amora (2013)

A DGA é um dos métodos preditivos mais importantes e poderosos devido algumas características, como:

- Não causa impacto no fornecimento de energia pois não é necessário retirar o equipamento de operação para realiza-lo;
- A análise do histórico de cada transformador revela uma tendência de seu comportamento e da evolução da falha, quando houver;
- Permite a detecção do tipo de falha, que é uma limitação de outros métodos;
- Fornece uma ideia da severidade da falha, o que permite intervenções da equipe de manutenção antes que evolua para uma condição mais grave.

Como mencionado anteriormente, os resultados da DGA podem ser obtidos por meio de amostra de óleo coletada em campo e analisada em laboratório ou por equipamentos de sensoriamento remoto. Estes equipamentos monitoram o óleo isolante de forma *online* e disponibilizam as concentrações dos gases por meio de um servidor ou quando conectados ao sistema supervisorio da concessionária.

Além disso, também é possível configurar valores de alarme para gerar manutenções e, neste ponto, se destaca a necessidade de conhecer bem a rede e o histórico prévio a fim de evitar configurações que gerem alarmes indesejados ou errôneos. No Brasil, a aplicação desta tecnologia está em crescimento principalmente nas oportunidades onde se investe na aquisição

de novos transformadores de força para a rede, embora ainda seja considerado um investimento de alto valor, principalmente para transformadores de potências menores.

Alguns equipamentos de DGA da *GE (General Electric)* são descritos em sequência.

- *Hydran*: Os equipamentos da família *Hydran* de sensoriamento remoto podem monitorar o conjunto de gases de hidrogênio, dióxido de carbono, acetileno, etileno e umidade, ou apenas hidrogênio, a depender do tipo utilizado. Seu uso é interessante do ponto de vista financeiro pois além de possuir um valor razoável alcança um grande impacto no monitoramento, visto que monitora os gases mais sensíveis às falhas mais severas. Os *Hydran* possuem monitoramento contínuo do óleo, opções de alarmes e suporte a programas que auxiliam na gestão da rede. A Imagem 17 mostra este equipamento instalado a um transformador.

Figura 17 – Hydran instalado em transformador de força



Fonte: GE (2021)

- *Kelman Transfix*: Os equipamentos da família *Transfix* de sensoriamento remoto também possuem as mesmas características da família *Hydran*, porém, permitem o monitoramento de nove gases e da umidade no óleo. Por permitirem um monitoramento mais amplo, seu custo de aplicação é mais elevado e é um investimento que deve ser analisado com mais cautela. A Imagem 18 mostra este equipamento instalado a um transformador.

Figura 18 – Kelman Transfix instalado em transformador de força



Fonte: GE (2021)

- Kelman Transport X: Este equipamento funciona como um laboratório DGA portátil de análises cromatográficas, permite o monitoramento de nove gases mais umidade a partir de análises coletadas de acordo com o descrito em 3.3. É útil em momentos de decisão estratégica, visto que a análise pode ser feita no local onde o transformador se encontra e do ponto de vista financeiro é o mais atrativo, pois pode ser aplicado a uma vasta quantidade de transformadores. A Imagem 19 apresenta este equipamento.

Figura 19 – Kelman Transfix instalado em transformador de força



Fonte: GE (2021)

Há variados métodos de análise dos resultados do ensaio que correlacionam causas de falhas e tendências com as concentrações ou razões de gases em busca de gerar um diagnóstico para o equipamento, que serão discutidos em sequência.

É recomendável realizar o ensaio DGA pelo menos uma vez ao ano salvo suspeitas de falha, exposição do transformador à uma ocorrência do sistema, movimentação de transformador, montagem e nos casos de energização de transformador, em que o óleo é coletado e analisado antes da energização, 24h após a energizado e 24h após receber carga.

#### 3.4.4.1 Métodos convencionais e inteligência artificial

As principais normas acerca da interpretação dos resultados da DGA são a NBR 7274: 2012 e IEEE (2008), estas duas referências orientam a utilização de métodos convencionais, que são procedimentos de análise consolidados e aplicados à prevenção de grandes populações de transformadores no mundo, onde pode-se destacar os métodos de Rogers, Dörnenburg, Duval, gás chave, entre outros.

A utilização de uma combinação desses métodos gera uma maior confiabilidade e abrangência no diagnóstico do transformador, contudo, devido às limitações de aplicação e alcance dos mesmos, há ainda uma margem de combinações onde não há resultado algum atribuído (SUÑÉ; TORRES, 2002). Diversos estudos têm sido motivados a resolver essas lacunas, propondo supri-las por meio de ferramentas inteligentes e uso da inteligência artificial por meio de redes neurais e lógicas Fuzzy.

Ainda que a utilização destes métodos não convencionais seja encorajada, é necessário considerar o atual estado dos processos das empresas responsáveis pelo monitoramento e manutenção de transformadores de força que compõem o sistema elétrico brasileiro, onde há um grande volume de informações de histórico, mas que se encontra em parte inutilizado e dificuldade quanto a predição de falhas.

Neste cenário, deve-se considerar a adaptação e capacitação da equipe de manutenção para utilização de novas ferramentas, que precisam ser intuitivas, que facilitem a atividade e possuam regras realmente interpretáveis. Por estes motivos este trabalho abordará apenas os métodos convencionais para compor os critérios de gerenciamento da população de transformadores do ponto de vista de planejamento de manutenção e gestão de vida útil de cada equipamento, deixando a utilização da inteligência artificial como sugestão de trabalhos futuros.

### 3.4.4.2 Teoria da geração de gases e método descrito na NBR 7274:2012

Óleos minerais isolantes são compostos por diferentes hidrocarbonetos unidos pelas ligações moleculares carbono-carbono, os cisalhamentos dessas ligações podem ocorrer como resposta a falhas térmicas e elétricas, gerando fragmentos instáveis que se recombinaem em moléculas gasosas como por exemplo hidrogênio ( $H_2$ ), metano ( $CH_4$ ), etano ( $C_2H_6$ ), etileno ( $C_2H_4$ ), acetileno ( $C_2H_2$ ), monóxido (CO) e dióxido de carbono ( $CO_2$ ).

Algumas condições de geração de gases estão ligadas a temperatura, em falhas de baixa energia como as descargas parciais do tipo efeito corona, por exemplo, o hidrogênio é a principal recombinação gasosa. Em temperaturas superiores a  $500^\circ C$  a principal recombinação é o etileno, seguida de etano e metano em menor concentração. A formação de acetileno é ligada a ocorrência de arco elétrico, pois sua formação é propiciada a uma temperatura de  $800^\circ C$  a  $1200^\circ C$  e quando formado a temperaturas menores que  $800^\circ C$ , apresenta concentração muito menos expressiva. Como produto de oxidação, a formação de monóxido e dióxido de carbono só atinge valores elevados quando acumulados por muito tempo.

É natural que um equipamento novo (primeiros dois anos de operação) gere gases com uma taxa de crescimento maior que os valores típicos da rede, devido a isso, recomenda-se a análise cromatográfica com periodicidade mais frequente do que a normalmente adotada. Periodicidades mais breves devem ser adotadas sempre que o equipamento passe por estresse térmico, elétrico ou mecânico, a exemplo disso é possível citar operação em sobrecarga, ocorrências de distúrbios na rede como sobretensões e curto circuito, movimentação, energização e suspeita de problemas internos.

Para a avaliação de um transformador, o método descrito na NBR 7274:2012 considera equipamento sob suspeita, que mereça mais investigação e por consequência, que se aplique os critérios de diagnóstico, o equipamento cujo pelo menos um valor de concentração e taxa de crescimento de gás estão acima dos valores típicos da rede. Equipamentos com valores dentro dos limites típicos da rede são diagnosticados com condições normais de operação, livres de suspeita de falha, exceto falhas abruptas, que o DGA não é capaz de detectar.

A degradação do papel isolante gera a formação de monóxido (em maior quantidade) e dióxido de carbono, dessa forma, foi possível correlacionar a razão  $CO_2/CO$  com consequências ao papel. Segundo a NBR 7274:2012, uma relação  $CO_2/CO$  menor que 3 indica provável defeito com excessiva degradação do papel, podendo haver algum nível de carbonização. Valores maiores que 11 para essa relação indicam a probabilidade de evolução de defeito térmico

envolvendo o isolamento sólido (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012).

A relação  $O_2/N_2$  menor que 0,3 indica um consumo excessivo de oxigênio. Já a relação  $C_2H_2/H_2$  maior que 2 como resultado da análise do óleo do tanque principal, indica contaminação por comunicação indevida entre o tanque principal e o tanque do comutador sob carga. Isso acontece devido ao óleo do comutador estar exposto a extinção da corrente entre os contatos de mudança de tap, o que produz gases correspondentes a descarga de baixa energia.

A norma NBR 7274:2012 propõe a detecção de falha por meio da correlação de três razões entre gases, descritas nas Equações (2), (3) e (4) com as falhas características, de acordo com a Tabela 11.

$$R_1 = \frac{CH_4}{H_2} \quad (2)$$

$$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad (3)$$

$$R_5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} \quad (4)$$

Tabela 11 – Valores das Razões de Gases para o Método de Rogers

<b>Caso</b>	<b>Falha característica</b>	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
DP	Descargas parciais	NS	< 0,1	< 0,2
C1	Centelhamento	0 – 0,6	0,1 - 1	< 1
D1	Descargas de baixa energia	> 1	0,1 – 0,5	> 1
D2	Descargas de alta energia	0,6 – 2,5	0,1 - 1	> 2
T1	Sobreaquecimento $T < 300\text{ }^\circ\text{C}$	< 0,01	> 1	< 1
T2	Sobreaquecimento $300\text{ }^\circ\text{C} < T < 700\text{ }^\circ\text{C}$	< 0,1	> 1	1 – 4
T3	Sobreaquecimento $T < 700\text{ }^\circ\text{C}$	< 0,2*	> 1	> 4

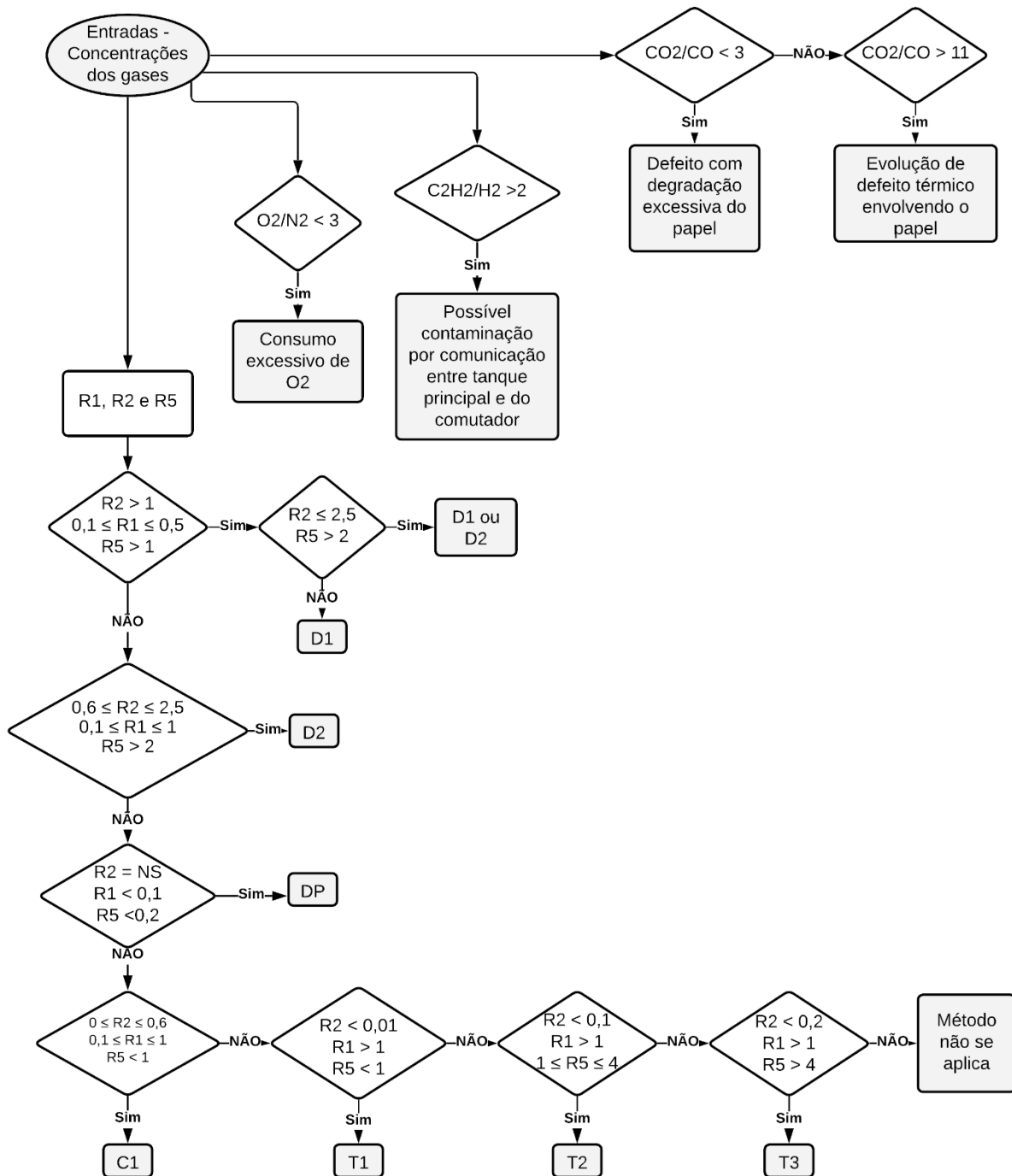
Legenda: NS: Abaixo do limite de detecção do método utilizado.

Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2012)

O fluxograma da Figura 20 ilustra o método descrito pela NBR 7274:2012, é importante salientar que todas as razões devem ser correspondentes a mesma falha para que o diagnóstico seja válido.



Figura 20 – Fluxograma do método NBR 7274:2012



Fonte: Elaboração própria (2021)

Em casos de sobreposição de diagnósticos de falha obtidos na Tabela 11 e no fluxograma correspondente da Figura 20, devido aos intervalos das razões propostas, convém investigar a presença da falha mais grave.

Quanto ao Total de Gases Combustíveis Dissolvidos (TGCD), em casos em que não há a determinação do valor típico, deve-se orientar o diagnóstico de acordo com a Tabela 12.

Tabela 12 – Concentração de gases combustíveis e classificação

Concentração de gases combustíveis (p.p.m)	Classificação
0 - 400	Baixa
400 – 900	Média
900 – 1500	Significativa
1500 – 2500	Alta
>2500	Muito alta

Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2012)

#### 3.4.4.3 Método de Dörnenburg

O método de Dörnenburg utiliza razões entre os gases para atribuir um possível diagnóstico ao equipamento, é um método empírico, que surgiu pela correlação dos valores obtidos nas análises de gases de numerosos transformadores investigados com falhas que compõem os bancos de dados, situados principalmente na Europa (AMORA, 2013).

O método é descrito pela norma IEEE (2008) e utiliza as razões das Equações (5) e (6), somadas as seguintes:

$$R_3 = \frac{C_2H_2}{CH_4} \quad (5)$$

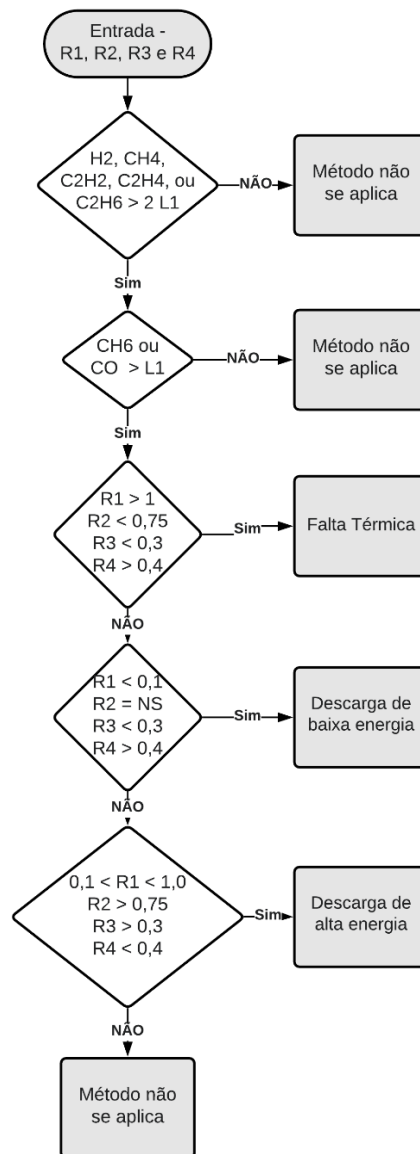
$$R_4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2} \quad (6)$$

De acordo com o fluxograma da Figura 21, para que o método possa ser aplicado, pelo menos uma das concentrações dos gases  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$  e  $C_2H_6$  deve exceder o dobro do valor limite definido na Tabela 13 e um dos demais gases deve exceder o valor limite atribuído na Tabela 13, caso não se encaixe nessas condições, as razões são consideradas insignificativas (IEEE, 2008).

Caso as condições anteriores sejam satisfeitas, a Tabela 14 mostra as indicações de falhas de acordo com os valores das razões.

O diagnóstico só é sugerido para casos onde todas as razões estejam de acordo com a mesma falha, desta forma, podem haver lacunas que este método não atenda e para saná-las recomenda-se a análise por outros métodos (IEEE, 2008).

Figura 21 – Fluxograma do método de Dörnenburg



Fonte: Adaptado de IEEE (2008)

Tabela 13 – Concentrações Limite dos Gases

Gás Chave	Concentrações L1 ( $\mu\text{L/L-p.p.m.}$ )
Hidrogênio ( $H_2$ )	100
Metano ( $CH_4$ )	120
Acetileno ( $C_2H_2$ )	1
Etileno ( $C_2H_4$ )	50
Etano ( $C_2H_6$ )	65

Fonte: (IEEE, 2008)

Tabela 14 – Valores para as Razões de Gases para o Método de Dörnenburg

<b>Falha</b>	<b>R1</b>	<b>R2</b>	<b>R3</b>	<b>R4</b>
<b>Incipiente</b>				
Falta Térmica	> 1,0	< 0,75	< 0,3	> 0,4
Descarga de baixa energia	< 0,1	-	< 0,3	> 0,4
Descarga de alta energia	> 0,1 e < 1,0	> 0,75	> 0,3	< 0,4

Fonte: (IEEE, 2008)

## 3.4.4.4 Método de Rogers

O método de Rogers também é empírico, obedece a um procedimento análogo ao Dörnenburg e possui lacunas a depender da combinação dos resultados onde não é indicada falha alguma (IEEE, 2008).

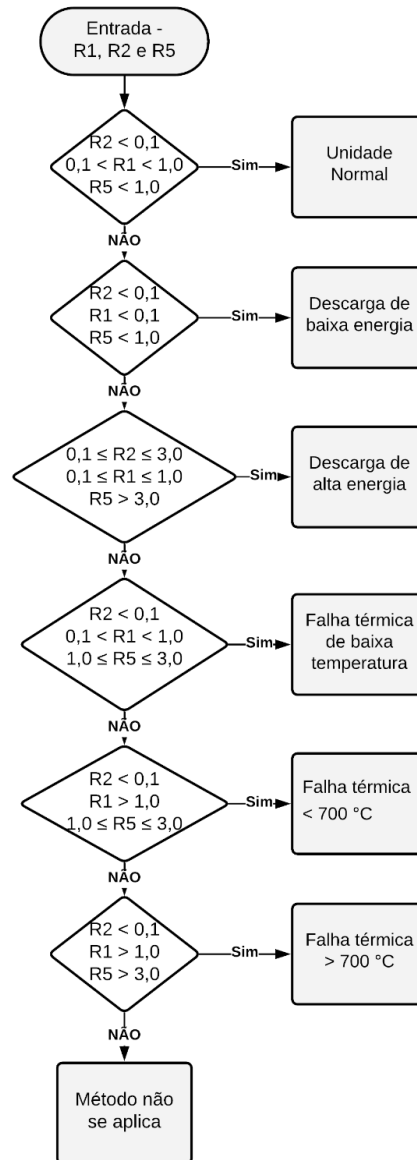
A relação dos valores obtidos e diagnóstico são mostrados na Tabela 15 e o fluxograma do procedimento na Figura 22.

Tabela 15 – Valores das Razões de Gases para o Método de Rogers

<b>Caso</b>	<b>R1</b>	<b>R2</b>	<b>R3</b>	<b>Diagnóstico</b>
0	> 0,1 a < 1,0	< 1,0	< 1,0	Unidade Normal
1	< 1,0	< 1,0	< 1,0	Descarga de baixa energia
2	0,1 a 1,0	0,1 a 3,0	> 3,0	Descarga de alta energia
3	> 0,1 a < 1,0	< 1,0	0,1 a 3,0	Falha térmica de baixa temperatura
4	> 0,1	< 1,0	0,1 a 3,0	Falha térmica < 700 °C
5	> 0,1	< 1,0	> 3,0	Falha térmica > 700 °C

Fonte: (IEEE, 2008)

Figura 22 – Fluxograma do método de Rogers



Fonte: Adaptado de IEEE (2008)

#### 3.4.4.5 Método do gás chave

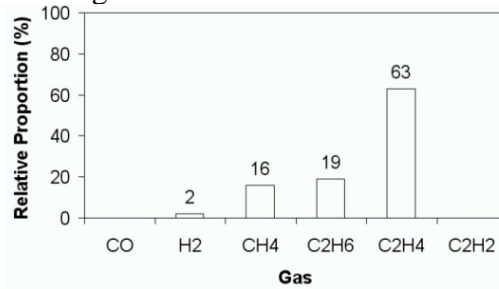
O método de gás chave determina a configuração típica em porcentagem dos gases para cada falha, fornecendo uma base para comparação onde o gás mais predominante é chamado de gás chave. A determinação dessas configurações provém da teoria de geração de gases, que de acordo com o discutido no Capítulo 3.4.4, se conhece a temperatura em que cada gás é gerado em maior grau (IEEE, 2008).

Neste método o diagnóstico é obtido por comparação visual dos valores de configuração de falha e os valores de ensaio, de forma gráfica. As Figuras 23 e 24 apresentam as

configurações para falha térmica, sendo óleo e celulose superaquecidos, respectivamente. Segundo a norma IEEE (2008) a composição dada pelas proporções dos gases são as seguintes:

- Falha térmica de óleo superaquecido: Seu gás chave é o etileno, apresenta metano, seguido de hidrogênio e etano em menor grau. Quando a falha é mais severa apresenta também acetileno.

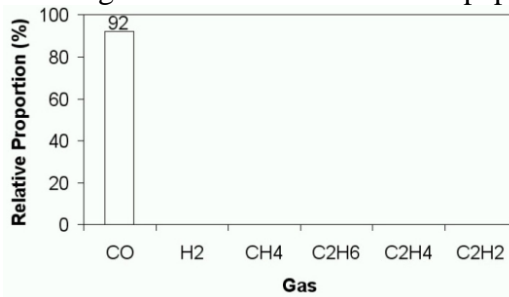
Figura 23 – Método do gás chave: Falha térmica no óleo, gás chave C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>



Fonte: (IEEE, 2008)

- Falha térmica de papel superaquecido: Falhas envolvendo o papel apresentam grandes quantidades de monóxido e dióxido de carbono, sendo que o monóxido de carbono é o gás chave. Gases como metano, etileno e hidrocarbonetos são liberados, em menor grau, quando o papel está impregnado de óleo.

Figura 24 - Método do gás chave: Falha térmica no papel, gás chave CO

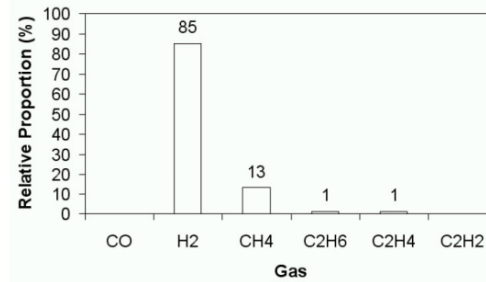


Fonte: (IEEE, 2008)

A Figuras 25 e 26 apresentam as configurações para falhas elétricas, descarga parcial e arco elétrico, respectivamente. Segundo a norma IEEE (2008) a composição dada pelas proporções dos gases são as seguintes:

- Descarga Parcial: A descarga parcial no óleo gera principalmente gás hidrogênio (gás chave), havendo também metano e pequenas quantidades de etano e etileno. No caso de descarga no papel os gases monóxido e dióxido de carbono são os principais.

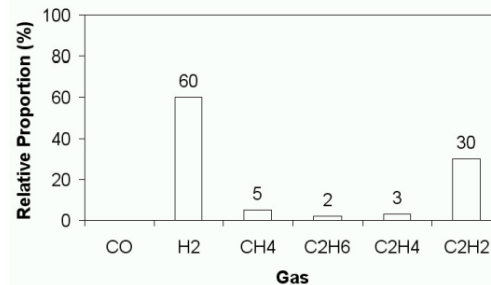
Figura 25 - Método do gás chave: Descarga Parcial, gás chave H2



Fonte: (IEEE, 2008)

- Arco elétrico: O arco elétrico tem como gás chave o acetileno, embora o hidrogênio seja encontrado em grande quantidade, isso porque o acetileno só é gerado com uma grande quantidade de energia, onde o óleo pode ser carbonizado. Novamente ao envolver o papel, os gases monóxido e dióxido de carbono ganham mais expressão.

Figura 26 - Método do gás chave: Arco elétrico, gás chave C2H2



Fonte: (IEEE, 2008)

#### 3.4.4.6 Triângulo de Duval

Este método foi criado por Michel Duval e consiste na determinação da falha pela relação entre os gases dissolvidos, estas relações estão dispostas em um gráfico triangula. Para construir este gráfico, primeiramente deve-se obter os valores da concentração dos gases metano ( $CH_4$ ), etileno ( $C_2H_4$ ) e acetileno ( $C_2H_2$ ) em partes por milhão (p.p.m.), em seguida deve-se calcular as percentagens dos gases com relação a soma da concentração destes três gases ( $C_2H_2 + C_2H_4 + CH_4$ ), obtendo ao final, o ponto dos valores (% $CH_4$ , % $C_2H_4$ , % $C_2H_2$ ) que será plotado no gráfico, de acordo com a Equação (7), (8) e (9) (valores em p.p.m) (DUVAL, 2002).

$$\%C_2H_2 = \frac{100 * C_2H_2}{(C_2H_2 + C_2H_4 + CH_4)} \quad (7)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100 * C_2H_4}{(C_2H_2 + C_2H_4 + CH_4)} \quad (8)$$

$$\%CH_4 = \frac{100 * CH_4}{(C_2H_2 + C_2H_4 + CH_4)} \quad (9)$$

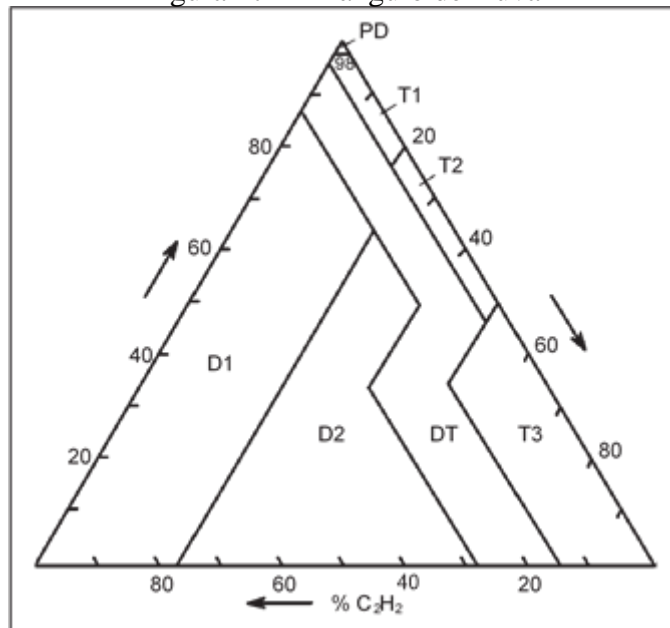
As falhas identificadas são dispostas em zonas, cada uma ocupando uma área do triângulo e são classificadas de acordo com Duval (2002) e NBR 7274:2012:

- Descargas Parciais (DP): Do inglês Partial Discharges (PD), a descarga parcial é uma falha de baixa energia na qual a descarga atravessa parcialmente a isolação entre os condutores. Ela pode ter origem devido a depósito de cera X no isolamento celulósico ou por centelhamento. Pode provocar pequenas perfurações carbonizadas no papel;
- Descargas de baixa energia (D1): A descarga de baixa energia deste tipo pode causar carbonização da superfície e furos no papel;
- Descargas de alta energia (D2): A descarga de alta energia é mais nociva ao equipamento, podendo causar extensiva destruição e carbonização do papel, fusão do metal interno, extensiva carbonização do óleo e até atuação de proteção intrínseca, confirmando a alta corrente;
- Falha térmica nível 1 (T1): É uma falha térmica a uma temperatura  $T < 300^\circ\text{C}$ , podendo causar o escurecimento do papel;
- Falha térmica nível 2 (T2): É uma falha térmica a uma temperatura  $300^\circ\text{C} < T < 700^\circ\text{C}$ , podendo causar a carbonização do papel;
- Falha térmica nível 3 (T3): É uma falha térmica a uma temperatura  $T > 700^\circ\text{C}$ , podendo causar também a carbonização do óleo;
- Zona DT: Zona onde as falhas podem ser de origem térmica e/ou elétrica.

O gráfico para aplicação do método do triângulo de Duval pode ser observado na Figura



Figura 27 – Triângulo de Duval



Fonte: DUVAL (2002)

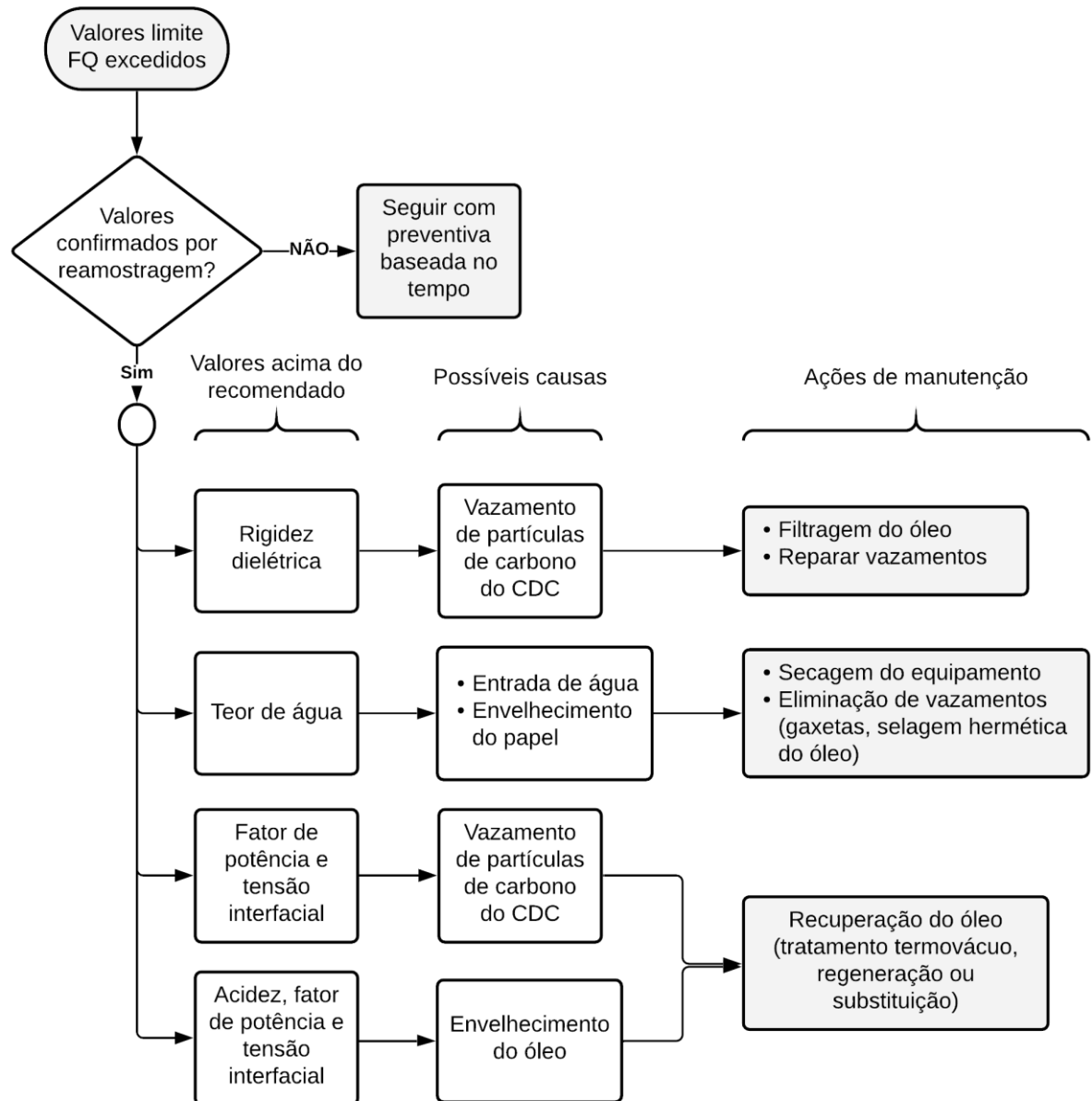
Como pode-se observar, o gráfico não prevê uma região de normalidade, sem falha. Isso se deve ao fato de que para utilizar o método é necessário primeiramente definir se o transformador tem defeito, transformadores com resultados e taxas de crescimento acima dos valores típicos da rede são considerados com defeito, os demais são considerados em operação adequada.

### 3.5 Tomada de decisão

A tomada de decisão é a etapa que gera as ações corretivas de manutenção para um equipamento a partir dos parâmetros originados dos ensaios de óleo, por isso, ela é chamada de manutenção baseada na condição do equipamento.

A Figura 28 apresenta possíveis ações a serem tomadas a partir de cada condição obtida no ensaio FQ.

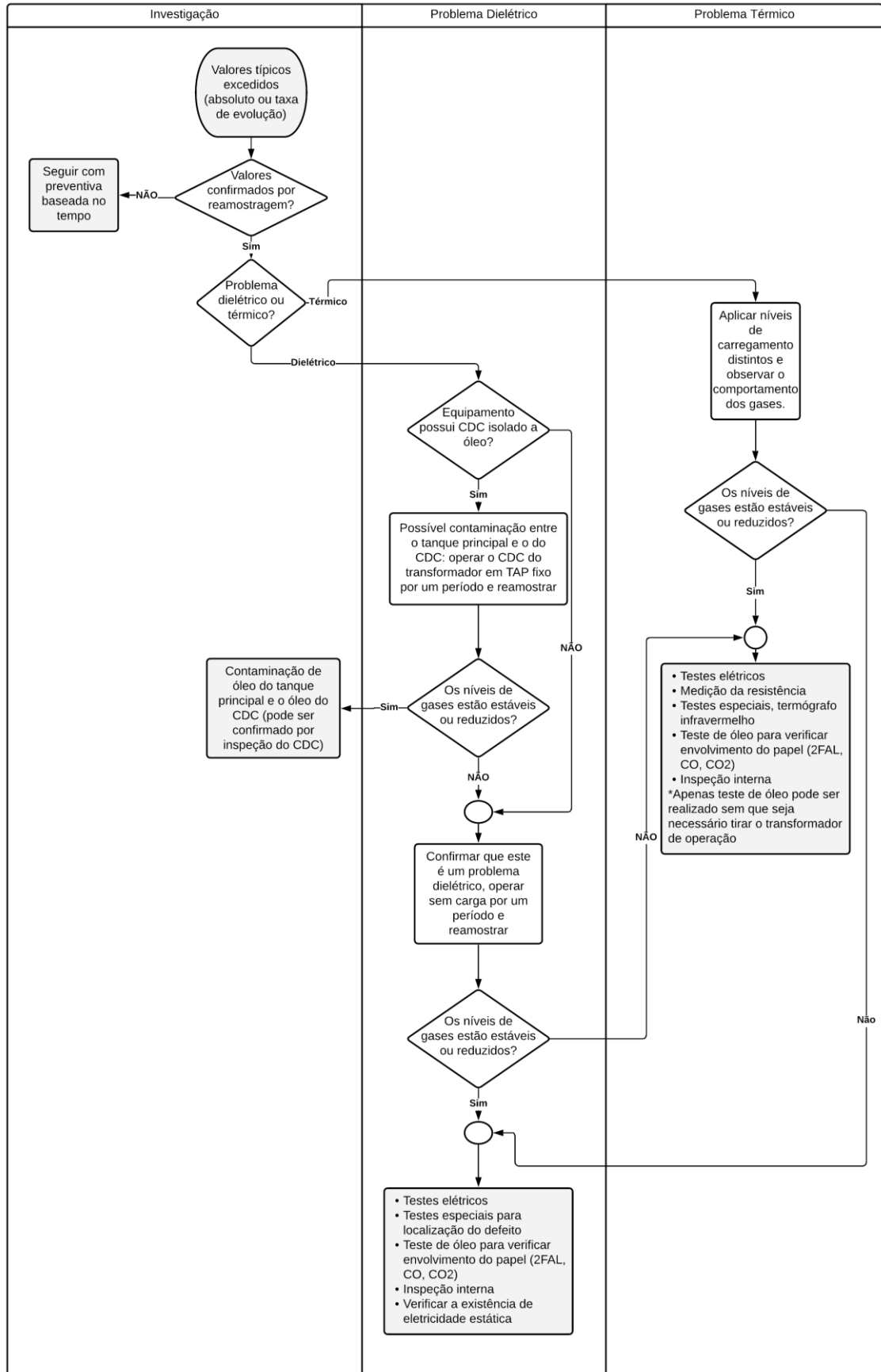
Figura 28 – Fluxograma de ações a partir do ensaio FQ



Fonte: Adaptado de CIGRE (2008)

A Figura 29 apresenta o fluxograma de ações tomadas a partir da análise dos gases dissolvidos.

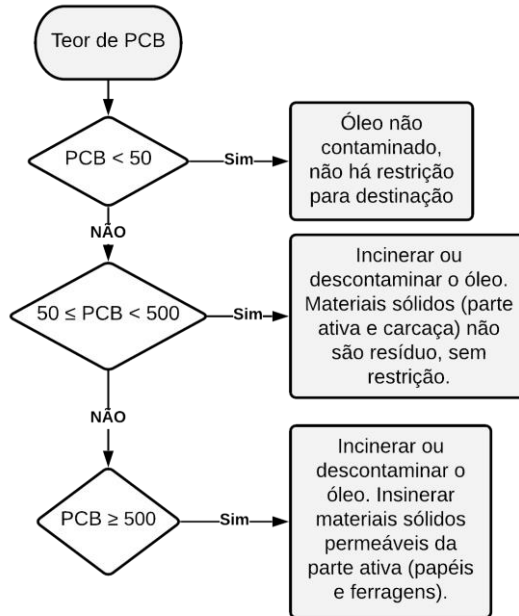
Figura 29 – Fluxograma de ações a partir da DGA



Fonte: Adaptado de CIGRE (2008)

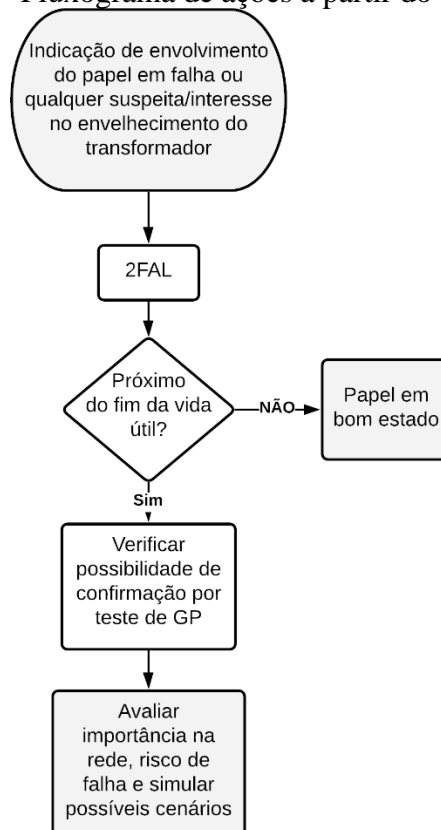
O fluxograma da Figura 30 contém as ações tomadas a partir do ensaio de PCB e o fluxograma da Figura 31 contém as ações tomadas a partir do ensaio de 2FAL.

Figura 30 – Fluxograma de ações a partir do ensaio PCB



Fonte: Adaptado de CIGRE (2008)

Figura 31 – Fluxograma de ações a partir do ensaio 2FAL



Fonte: Adaptado de CIGRE (2008)

As manutenções corretivas não fazem parte diretamente do escopo deste trabalho e podem ser guiadas a partir do CIGRE-GT A2.05 (2013) e das normas correspondentes a cada.

### 3.5.1 Gestão à Vista por Meio de *Business Intelligence* (BI)

A gestão a vista é um método de gerenciamento que utiliza a disponibilização de dados a todos os membros de uma equipe para acompanhamento do desempenho frente as metas. Ela é importante para definir quais são as metas reais, engajar equipes e ajudar a identificar os pontos fracos dos processos que impedem ou dificultam a obtenção de bons resultados.

DA SILVA (2016) relata que existe uma grande dificuldade por parte das organizações para realizar a gestão, análise e interpretação de dados e informações de forma adequada e eficaz. Há cenários semelhantes ao que cenário motivou este estudo de caso, em que a empresa possui muitos dados, mas eles não ganham relevância pois não são utilizados de forma estratégica e é nesse contexto que o *Business Intelligence* (BI), no português inteligência empresarial, se destaca.

A *Data Science* (Ciência de Dados) é uma área da Tecnologia da Informação (TI) que se destina ao estudo e análise de dados, qualquer que seja a sua origem. Desta forma, o BI é um braço da ciência de dados e representa o conjunto dos processos de obtenção, organização, análise, compartilhamento e monitoramento das informações por meio de aplicações, ferramentas e infraestrutura adequadas (DA SILVA, 2016).

A modernização do processo de controle de dados aumenta a competitividade da empresa, traz agilidade à gestão, reduz riscos e incertezas, antecipa e compara diferentes cenários e auxilia o processo de melhoria contínua. O custo de aplicação dessas ferramentas de apoio a tomada de decisão geralmente é baixo e passa pela capacitação da equipe frente ao novo recurso (DA SILVA, 2016).

No Capítulo 4, no Item 4.6, a ferramenta *Microsoft Power BI* foi aplicada à manutenção preventiva para o desenvolvimento de painéis de relatórios, gráficos, tabelas e indicadores, que permitem a utilização de multicritérios de análise por meio de filtros e da correlação de dados. Estes painéis são publicados na internet e ficam disponíveis para a equipe de manutenção em tempo real, o que traz agilidade para as decisões e permite o engajamento das pessoas com as metas traçadas.

Uma vez que estejam desenvolvidos, apenas as suas fontes de dados sofrerão alteração para atualização das informações, isso deve ser feito em uma frequência que atenda as demandas de manutenção, sugere-se adotar a frequência semanal de atualização. Esta

característica os torna replicáveis em diferentes ambientes, por exemplo, imagine um mesmo grupo empresarial que possua várias sedes com estrutura do banco de dados ou bases idênticas, onde cada sede deseja controlar seus próprios indicadores e metas, neste caso, os painéis de *Power BI* obedecem a mesma estrutura e serão apenas alimentados e atualizados com informações distintas.

As telas de *Power BI* também são adaptáveis à dispositivos *mobile*, como celulares e tablets, o que facilita o acesso de dentro de subestações.

## 4 RESULTADOS

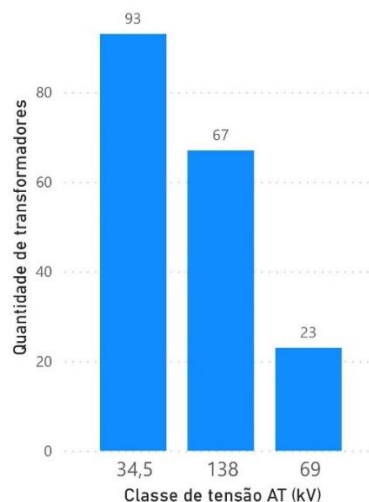
Este capítulo apresenta os resultados do estudo de caso realizado. A Seção 4.1 se destina a caracterizar o conjunto de transformadores utilizado. A Seção 4.2 mostra quais as fontes, os programas utilizados para obter e o tratamento inicial dessas informações. A Seção 4.3 mostra como foram determinados os valores típicos de gases dissolvidos da rede estudada. A Seção 4.4 apresenta os resultados dos métodos de DGA aplicados ao conjunto de transformadores e qual foi o critério de decisão utilizado. Adiante, na Seção 4.5 são atribuídas criticidades a todos os resultados dos ensaios de óleo. Por fim, na Seção 4.6 os dados são manipulados e os painéis de *Power BI* obtidos são apresentados.

### 4.1 Conjunto de Transformadores Estudados

As características do conjunto dos transformadores estudados são importantes para guiar a aplicabilidade das análises realizadas em outros cenários diferentes (outro conjunto de transformadores que se deseje acompanhar) e além disso, podem justificar alguns dos resultados obtidos que tenham relação com estes aspectos.

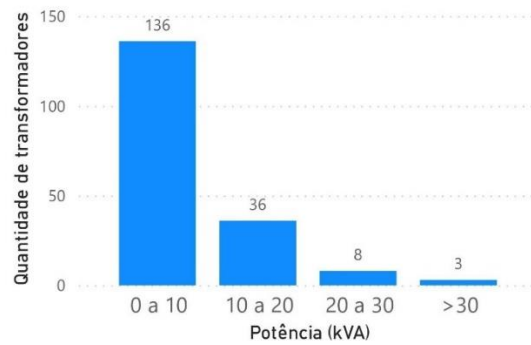
Um grupo de 183 transformadores foi utilizado neste estudo de caso. A Figura 32, mostra a classificação dos transformadores quanto a sua classe de tensão do lado de AT. A quantidade de transformadores por sua potência é apresentada no gráfico da Figura 33 em intervalos de 10 kVA.

Figura 32 – Transformadores por classe de tensão do lado AT



Fonte: Elaboração própria (2021)

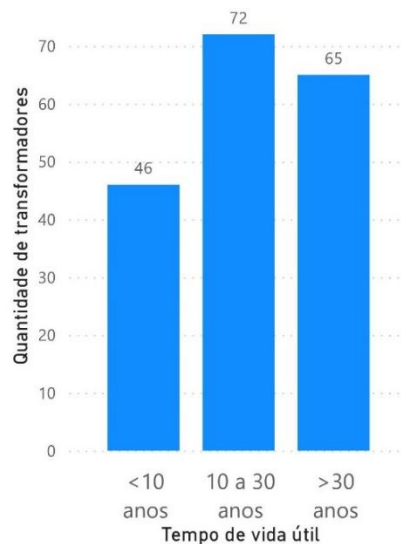
Figura 33 – Transformadores por potência nominal



Fonte: Elaboração própria (2021)

Por meio da Figura 34, é possível observar que 35,52% dos transformadores possuem mais de 30 anos de vida útil, ou seja, caminham para o fim de sua vida útil contábil (geralmente 30 a 40 anos de idade, para fins de cálculo de depreciação) (MARTINS, 2009). Este fato pode evidenciar que há uma boa qualidade da gestão destes ativos, já que uma parcela significativa tem sua vida útil prolongada, mas também aponta para uma preocupação com as prováveis falhas que podem ocorrer devido a degradação destes equipamentos pelo tempo de operação.

Figura 34 – Transformadores por tempo de vida útil

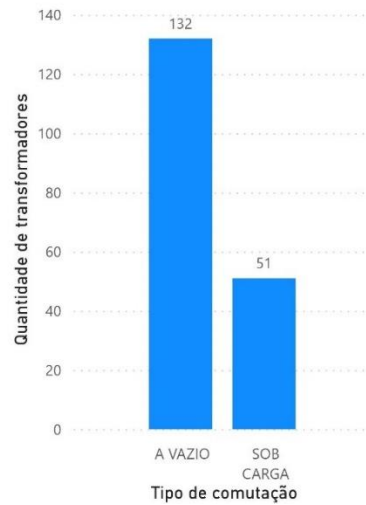


Fonte: Elaboração própria (2021)

Outro fator que pode influenciar nos resultados obtidos é o desgaste do óleo nos comutadores de derivação em carga (CDC), pois quando este óleo entra em contato com o óleo do tanque principal podem haver trocas gasosas que ocasionem erros de interpretação. A distribuição dos transformadores por tipo de derivação é dada pelo gráfico da Figura 35, onde é possível observar que 27,87% dos transformadores possui CDC.



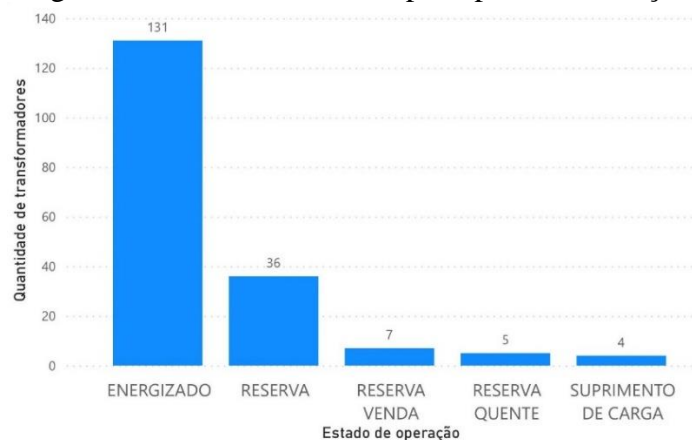
Figura 35 – Transformadores por tipo de comutação



Fonte: Elaboração própria (2021)

O gráfico da Figura 36 mostra o estado de operação dos transformadores, onde reserva quente é aquele que já está em paralelo com o transformador em operação, em sua instalação possui disjuntores e chaves seccionadoras de transferência para que ele possa receber cargas por meio de uma manobra simples em uma eventual necessidade. Suprimento de carga se trata de transformadores em subestações móveis, ou seja, transformadores que fazem parte de um arranjo de disjuntores, chaves e proteções estruturados em um caminhão para atendimento móvel, suprimindo a falta em caso de ocorrências com falha ou impedimento de um transformador fixo. Esta configuração pode ser vista no Anexo A.

Figura 36 – Transformadores por tipo de comutação



Fonte: Elaboração própria (2021)

Do total de transformadores estudados, 71,58% estão energizados e demandam maior atenção quanto a predição de falhas, já o restante das unidades reserva requerem atenção quanto a sua capacidade de assumir carga em plenas condições de funcionamento quando for preciso.

## 4.2 Obtenção dos Dados

Neste trabalho, as amostras de óleo foram colhidas pela equipe operacional do departamento responsável pela manutenção da concessionária estudada durante a realização do plano de manutenção e de acordo com o interesse estratégico.

Quanto mais extenso o banco de dados disponível sobre o histórico de falhas, ocorrências e ensaios de óleo, mais se conhece sobre o comportamento dos gases ao longo do tempo e por consequência, maior é a chance de apontar com assertividade a probabilidade de falha em um equipamento e o momento certo de retirá-lo de operação.

A realização dos ensaios foi feita da seguinte forma:

- ACS Laboratórios: Os ensaios FQ, PCB, 2FAL e uma pequena quantidade de ensaios DGA foram realizados na ACS Laboratórios – Tecnologia e Confiabilidade em Análises Químicas na cidade de Goiânia – GO;
- Concessionária: A maior parte dos ensaios DGA foram realizados em Palmas – TO, na própria concessionária por meio da máquina de análise portátil *Kelman Transport X* (ver item 3.4.4).

A obtenção dos dados necessários para a construção dos painéis se deu pelas fontes:

- Ensaios ACS Laboratórios: Os dados dos ensaios foram extraídos do site do laboratório em planilhas eletrônicas, todos os ensaios foram fornecidos com laudos;
- Ensaios na máquina de análise portátil: Foi utilizado o software *Transport X Synchronizer* e o *Perception Desktop* da GE para conectar a máquina de análise ao computador e baixar seu banco de dados;
- Dados do cadastro: Foram fornecidos pelo pessoal da área de cadastro contendo informações relevantes sobre os transformadores como número de série, potência nominal, classe de tensão, tipo de comutação, quantidade de TAPs, subestação onde se encontra, *status* em que se encontra (operando, reserva e etc), volume de óleo isolante, entre outras;

- Dados das manutenções: Os dados são referentes ao plano de manutenção preventiva anual que contém as coletas de óleo planejadas, executadas e as datas planejadas e executadas.

Sobre a manipulação dos dados:

- Os ensaios DGA realizados na ACS Laboratórios e na concessionária foram unificados em uma só planilha de dados;
- Os ensaios PCB anteriores ao ano de 2019 foram descartados da relação, pois embora a quantidade de contaminantes não varie espontaneamente com o tempo no óleo, foi considerado que os ensaios anteriores ao ano de 2019 podem não refletir o estado atual do óleo quanto a concentração de PCB, visto que ao longo dos anos, pode ter havido contaminação cruzada do óleo devido a utilização de máquina de tratamento ou mesmo durante o seu manuseio (compartilhamento de tanque ou mistura de óleos de origens distintas);
- Foi necessário realizar a revisão e padronização das bases de dados dos ensaios de acordo com o cadastro, pois foram percebidas divergências para a identificação de número de série e subestação para um mesmo transformador (por exemplo para o número de série B-0571, encontrava-se também B0571, b0571 e b-0571 e para a subestação Palmas II, encontrava-se também SE PALMAS II, PALMAS II e SE PALMAS 2). Embora seja trabalhosa, essa revisão de todas as bases se fez necessária pois o *Microsoft Power BI*, assim como qualquer ferramenta que manipula banco de dados, entende como registros diferentes a existência de palavras diferentes, mesmo com pequenas variações como as exemplificadas.

Estas manipulações resultaram em seis bases de dados em planilhas eletrônicas, uma para cada tipo de ensaio (FQ, PCB, 2FAL e DGA), uma referente ao cadastro dos transformadores e outra referente ao plano de manutenção, que servirão como *input*, ou entrada, para a construção dos gráficos.

As Seções 4.3 e 4.4 abordarão apenas a análise dos resultados dos ensaios DGA e só então as Seções seguintes abordarão todos os quatro ensaios que compõem este trabalho.

### 4.3 Definição de Valores Limite Típicos de Gases Dissolvidos

Segundo a ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2012), “os valores típicos de concentração são as quantidades aceitáveis abaixo das quais a experiência no campo não mostrou ocorrência de defeitos detectáveis, ou incipientes”, geralmente adotados como 90% do número total de análises. A taxa de evolução do gás exprime quanto um gás aumentou ou diminuiu sua concentração em porcentagem relativa a um dado período (%/mês ou %/ano), isto ajuda a identificar as falhas que estão ativas e crescimentos abruptos de concentração de gases. Portanto, equipamentos que apresentam resultados dentro da faixa típica, possuem uma menor probabilidade de falha e não justificam grandes esforços em sua manutenção (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017; IEEE, 2008).

O valor limite é definido com o objetivo de priorizar os esforços de manutenção a aqueles equipamentos que possuem maior probabilidade de falhar, dessa maneira, os casos que estão acima deste limite recebem mais atenção em sua análise, podendo ser atribuídos intervalos mais frequentes de amostragem (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017; IEEE, 2008).

As normas IEEE C57.104:2008 e IEC 60599:2015 possuem valores típicos para orientação para quando a rede não possui valores de referência próprios, que são apresentados nas Tabelas 16 e 17 (IEEE, 2008; IEC, 2015). Ainda que existam essas referências, as normas encorajam que cada rede calcule seus próprios valores típicos para que reflitam a realidade de seus equipamentos.

Tabela 16 – Valores típicos de concentração de gases (ppm) na condição 1

<b>H2</b>	<b>CO2</b>	<b>CO</b>	<b>C2H2</b>	<b>C2H4</b>	<b>C2H6</b>	<b>CH4</b>	<b>TGCD</b>
100	2500	350	1	50	65	120	720

Fonte: IEEE (2008)

Tabela 17 – Valores típicos de 90% da concentração de gases (ppm)

	<b>C2H2</b>	<b>H2</b>	<b>CO2</b>	<b>CO</b>	<b>C2H4</b>	<b>C2H6</b>	<b>CH4</b>
Todos os transformadores	-	50 - 150	3800 - 14000	400 - 600	60 - 280	20 - 90	30 - 130
Sem CDC	2 - 20						
Com CDC	60 - 280						

Fonte: IEC (2015)

Para o cálculo dos valores típicos é recomendável utilizar grupos de transformadores de mesmo padrão construtivo, fabricante, tipo de isolamento, entre outras características que podem influenciar no comportamento do conjunto, e nesta etapa, é importante que o tamanho do banco de dados seja grande o suficiente para que seja representativo (DUVAL, 2008).

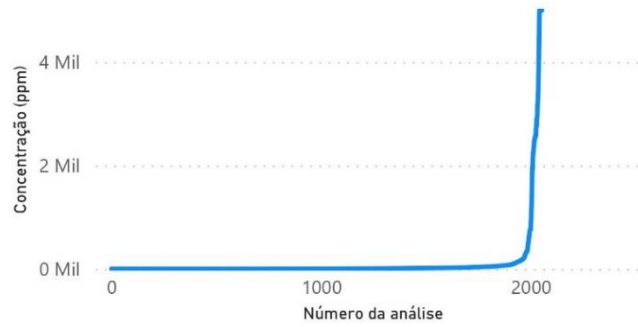
A escolha da porcentagem de normalidade deve ser feita com critérios, quando pequena demais, pode gerar um número grande de equipamentos para empenho de manutenção preventiva, quando grande demais pode expor equipamentos com grande chance de falha à falta de manutenção preventiva (DUVAL, 2008).

De acordo com Duval (2008), os procedimentos para obtenção do valor limite típico de concentração de gases e de taxa de evolução de gases são:

- Cálculo de 90% de valores típicos: Copie as concentrações de cada gás em uma planilha eletrônica separada e classifique a coluna em ordem crescente dos valores, observe o número total de linhas (n), multiplique este número por 90%, então a linha de número  $0,9n$  será a concentração típica;
- Cálculo de taxas de 90% de evolução dos gases: Isto deve ser feito para cada transformador e cada gás de maneira individual. Calcule o intervalo de tempo entre as datas de duas análises, divida por 30 para obter frações de meses e reserve este resultado em uma coluna correspondente. Calcule a diferença entre as duas concentrações de gases sucessivas (ppm) e divida pela diferença de tempo (mês). Isto resultará em uma taxa de crescimento em ppm%/mês. Com o mesmo procedimento realizado anteriormente, reserve as taxas de evolução de cada gás em planilhas separadas, classifique-os em ordem crescente, observe o número total de linhas (n) e multiplique por 90%, obtendo a taxa típica na linha  $0,9n$ .

O banco de dados de análises DGA da concessionária estudada utilizado possui 2054 análises, incluindo os transformadores existentes e os que já foram sucateados por alguma razão. Optou-se por não separar os equipamentos por grupos. Da mesma forma que Gumilang (2018) realizou em seu trabalho, utilizando os procedimentos descritos anteriormente, obteve-se as curvas de valores para cada gás (Figuras 37 a 44).

Figura 37 – Concentração de hidrogênio do banco de dados



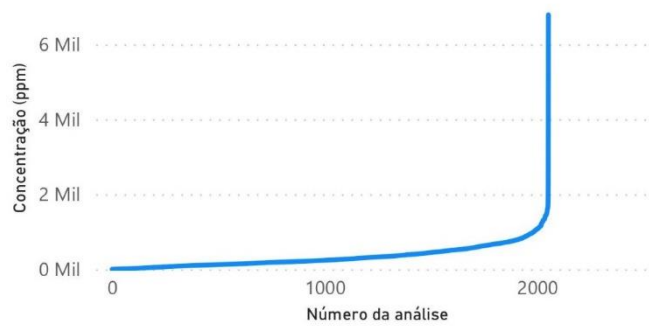
Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 38 – Concentração de dióxido de carbono do banco de dados



Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 39 – Concentração de monóxido de carbono do banco de dados



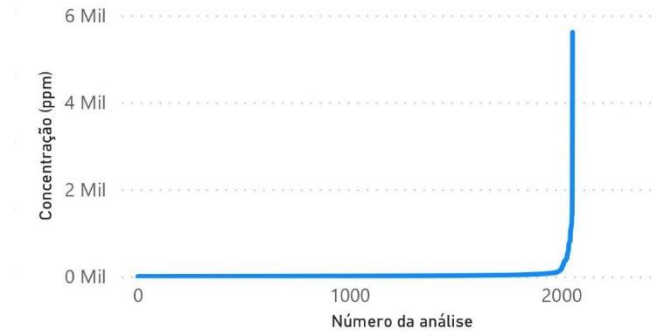
Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 40 – Concentração de acetileno do banco de dados



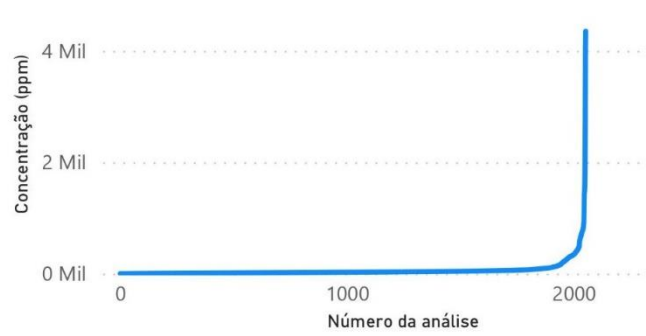
Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 41 – Concentração de etileno do banco de dados



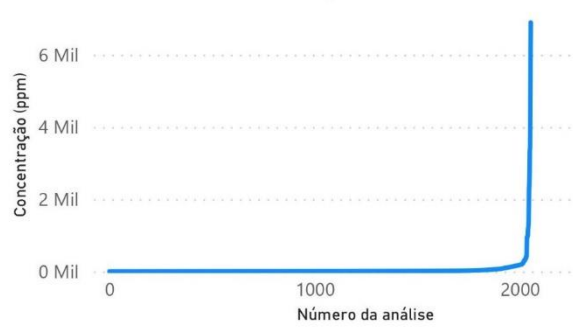
Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 42 – Concentração de etano do banco de dados



Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 43 – Concentração de metano do banco de dados



Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 44 – Concentração de TGCD do banco de dados



Fonte: Elaboração própria (2021)

A Tabela 18 contém os valores de concentração de gases típicos para 90% e 95% da rede da distribuidora analisada.

Tabela 18 – Valores típicos de concentração de gases (ppm)

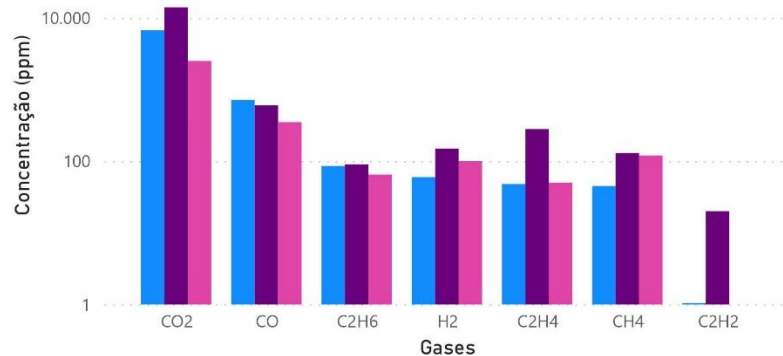
Caso	H2	CO2	CO	C2H2	C2H4	C2H6	CH4	TGCD
90%	62	6717	715	1	48	86	45	1028
95%	162	8128	892	3	78	194	120	1389

Fonte: Elaboração própria (2021)

Os valores típicos da rede se mostraram próximos dos valores de referência normatizados, como pode ser visto no gráfico da Figura 45. A concentração de CO pode ser justificada pela idade dos transformadores e um possível envelhecimento do papel neste tempo.

Figura 45 – Comparação de valores típicos de concentração de gases

● Valores típicos da rede ● IEC 60599:2015 ● IEEE C57.104-2008



Fonte: Elaboração própria (2021)

A taxa de evolução para 90% dos gases típica da rede foi obtida no Microsoft Excel utilizando as expressões do Anexo B e são apresentadas na Tabela 19.

Tabela 19 – Valores típicos de taxa de evolução dos gases %/mês

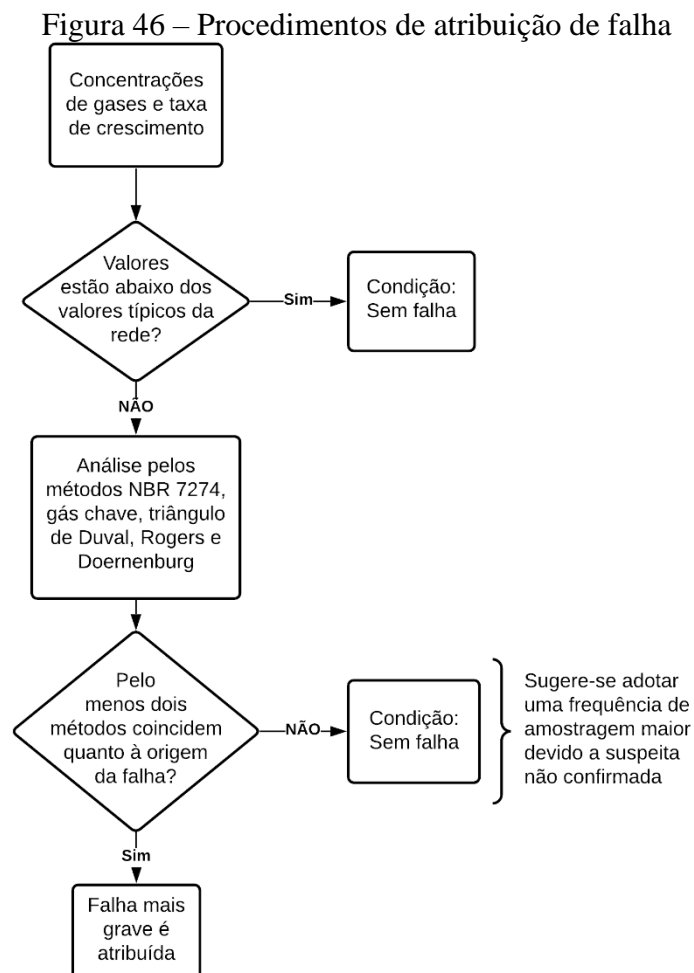
H2	CO2	CO	C2H2	C2H4	C2H6	CH4	TGCD
35	25	40	-	44	38	43	12

Fonte: Elaboração própria (2021)



#### 4.4 Análise dos Gases Dissolvidos (DGA)

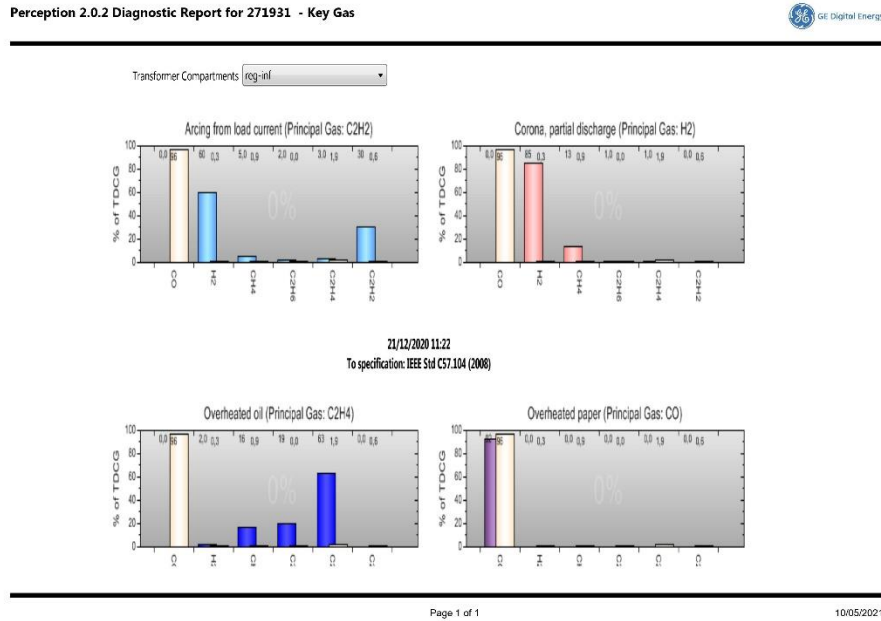
Cada um dos 183 transformadores foi analisado, aqueles que apresentaram todos os níveis de concentração de gases e taxa de evolução abaixo dos valores típicos da rede (Tabela 18) tiveram a condição de “sem falha” atribuída com o objetivo de eliminar indicação de falha em transformadores com pouca probabilidade de falhar, os demais foram analisados pelo ponto de vista dos métodos abordados em 3.4.4. Estes resultados serão então utilizados para atribuir diagnóstico aos equipamentos mais adiante, este procedimento de atribuição de falha descrito neste capítulo é ilustrado pelo fluxograma da Figura 46.



Fonte: Elaboração própria (2021)

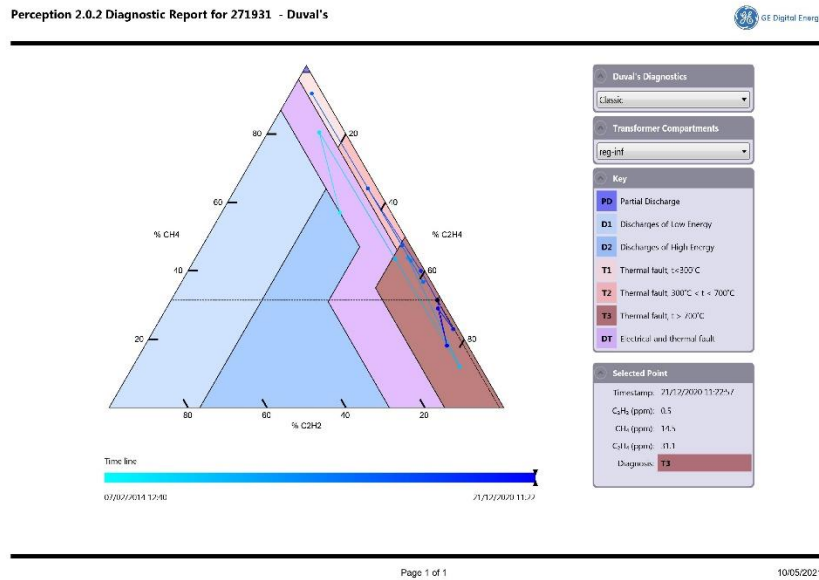
Os métodos de gás chave, triângulo de Duval, Rogers e Doernenburg foram analisados com o auxílio do programa *Perception Desktop* da *General Electric*, que é utilizado para gerar os relatórios de DGA de modo mais detalhado, as Figuras 47 a 49 mostram um exemplo de análise de um transformador por meio deste ambiente.

Figura 47 – Tela de exemplo do método de gás chave do Perception Desktop



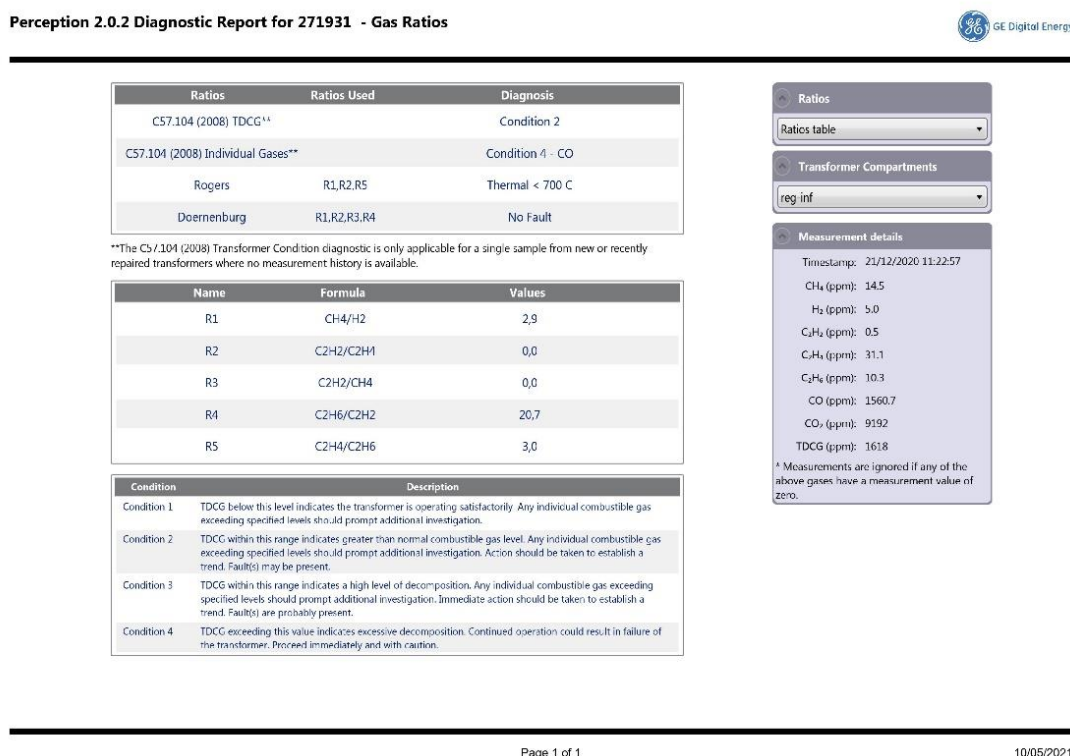
Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 48 – Tela de exemplo do método do triângulo de Duval do Perception Desktop



Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 49 – Tela de exemplo dos métodos de Rogers e Doernenburg do Perception Desktop



Fonte: Elaboração própria (2021)

Neste exemplo, os resultados obtidos para o transformador foram:

Tabela 20 – Exemplo de resultados de um transformador

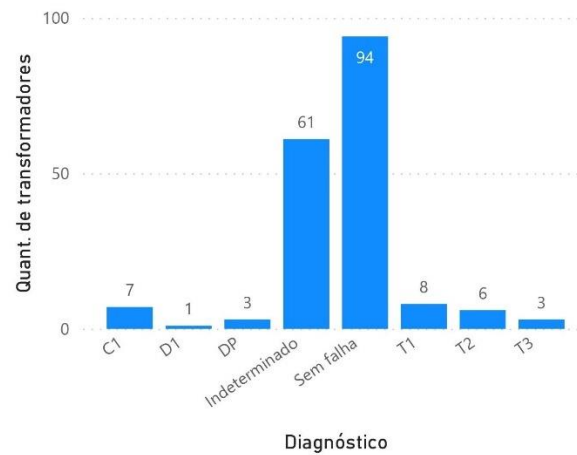
Método	Resultado
Gás chave	Sobreaquecimento do papel, gás chave CO
Triângulo de Duval	T3
Rogers	Falha térmica com temperatura <700°C (Falha 4)
Doernenburg	Sem falha

Fonte: Elaboração própria (2021)

Em todos os gráficos a palavra “indeterminado” significa que o método não foi capaz de atribuir um resultado, onde os índices de concentração do ensaio podem não ter sido significativos (mínimo de concentração exigido) ou o resultado está fora do escopo do método.

Os resultados obtidos para todo o grupo de transformadores de acordo com a NBR 7274:2012 abordada na Seção 3.4.4.2, são apresentados pelo gráfico da Figura 50 em que se percebe que foi apontada falha para uma minoria de 15,3% dos equipamentos.

Figura 50 – Resultados do método NBR 7274

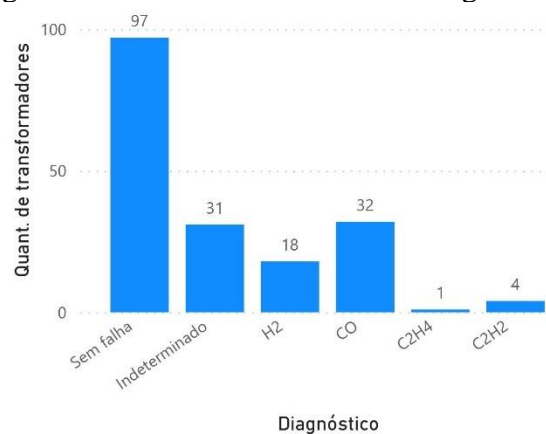


Fonte: Elaboração própria (2021)

Os resultados obtidos pelo método de gás chave podem ser observados na Figura 51, onde a falha mais comum foi a falha térmica envolvendo o papel isolante. O método do triângulo de Duval resultou no gráfico da Figura 52 onde uma quantidade maior de equipamentos recebeu indicação de falha, isso se deve ao fato de que neste método não há uma região de normalidade.

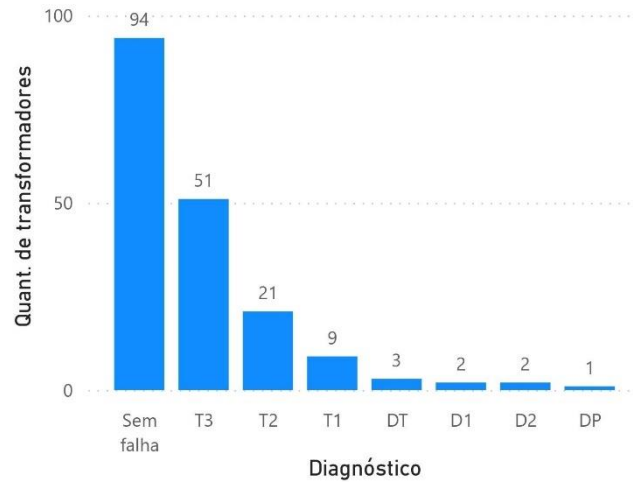
A aplicação do método de Rogers resultou no gráfico da Figura 53 e o de Doernenburg na Figura 54. Este último método apontou falha em apenas dois dos 183 transformadores, provavelmente isso se deve a exigência de valores mínimos para sua aplicação.

Figura 51 – Resultados do método de gás chave



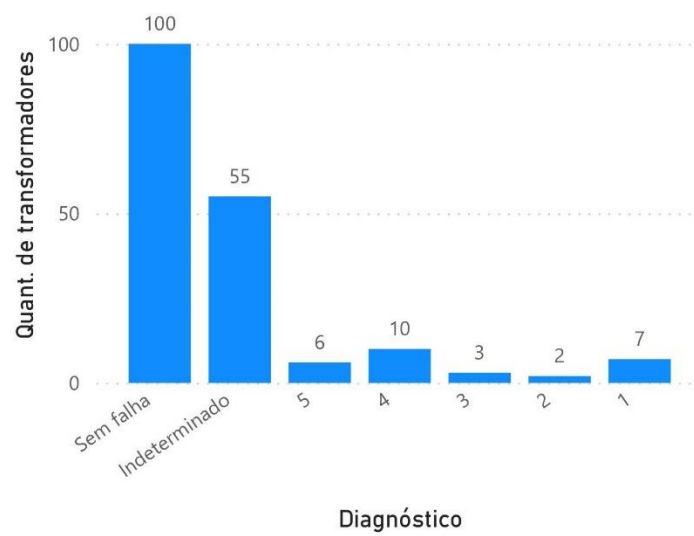
Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 52 – Resultados do método do triângulo de Duval



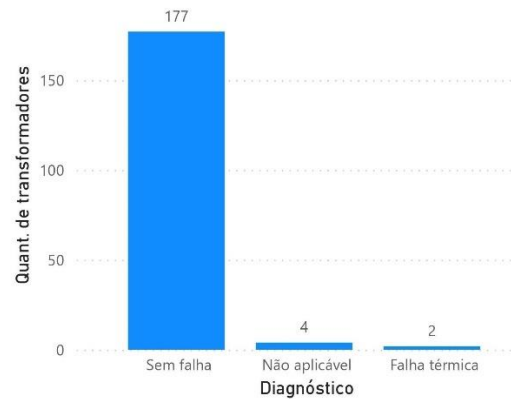
Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 53 – Resultados do método de Rogers



Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 54 – Resultados do método de Doernenburg

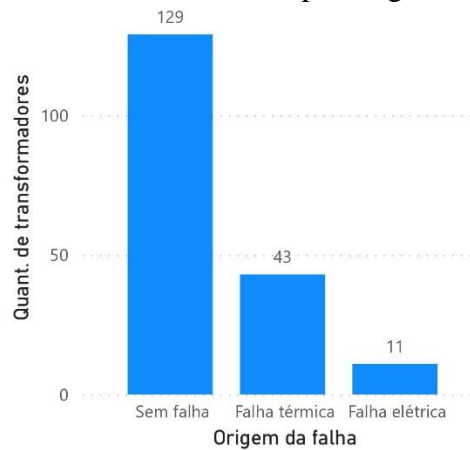


Fonte: Elaboração própria (2021)

A fim de gerar um único diagnóstico para cada transformador, uma combinação dos métodos disponíveis foi proposta para fornecer mais assertividade nas análises. O procedimento aplicado (Figura 46) foi verificar se pelo menos dois resultados coincidem quanto à sua origem, térmica ou elétrica. Após isso, a falha mais grave foi atribuída, pois neste caso convém investigar primeiro a presença de uma falha mais severa.

O gráfico da Figura 55 apresenta as falhas apontadas por sua origem.

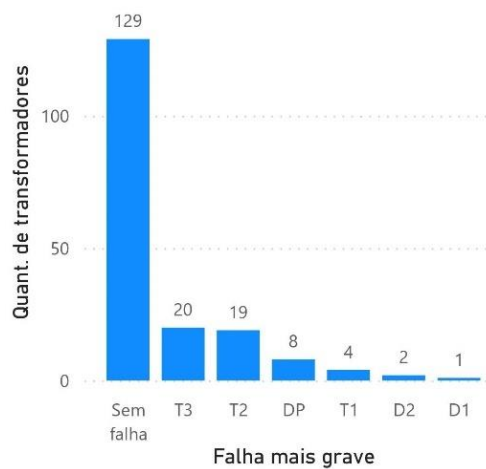
Figura 55 – Resultados DGA por origem da falha



Fonte: Elaboração própria (2021)

Finalmente, o gráfico da Figura 56 apresenta o resultado com a falha mais grave atribuída.

Figura 56 – Resultados DGA com falha mais grave



Fonte: Elaboração própria (2021)

#### 4.5 Definição da Criticidade

Após o tratamento dos dados e da realização dos ensaios de óleo de acordo com o Capítulo 3.4, foram definidos preceitos para atribuição de criticidade, apresentados no Quadro 1. Esta criticidade irá nortear a tomada de decisão, bem como o planejamento e execução das ações de manutenção.

Quadro 1 – Critérios para atribuição de criticidade

Tipo de ensaio/Criticidade	Normal	Atenção	Crítico
FQ	Condições normais de operação	Suspeita de contaminação da amostra, valores a confirmar por reamostragem, condições que não afetam a operação do equipamento em risco imediato	Condições que afetam a operação do equipamento que devem ser sanadas imediatamente
DGA	Valores dentro do limite típico ou em que não há concordância em pelo menos dois métodos de análise	Suspeita de contaminação da amostra, valores a confirmar por reamostragem, indicativo de falha de gravidade controlada (C1, D1, DP e T1)	Indicativo de falha grave (T2, T3 e D2), necessidade de intervenção urgente
PCB	Não contaminado	-	Contaminado
2FAL	Isolação celulósica em bom estado	Isolação celulósica degradada	Isolação celulósica muito degradada

Fonte: Autor.

Além destes fatores, houve o interesse em monitorar em especial as concentrações de água (H<sub>2</sub>O) e acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) das análises DGA, já que estão ligadas a indicação da maior parte das falhas, sendo a água condição para tratamento de óleo e o acetileno para retirada de operação. A Tabela 21 apresenta os valores escolhidos como limite e sua criticidade.

Tabela 21 – Criticidade para monitoramento de água e acetileno

Fator	Normal	Atenção	Crítico
Água	< 25 ppm	$25 \leq \text{H}_2\text{O} < 50$ ppm	$\geq 50$ ppm
Acetileno	$\leq 2$ ppm	$2 < \text{C}_2\text{H}_2 < 10$ ppm	$\geq 10$ ppm

Fonte: Elaboração própria (2021)

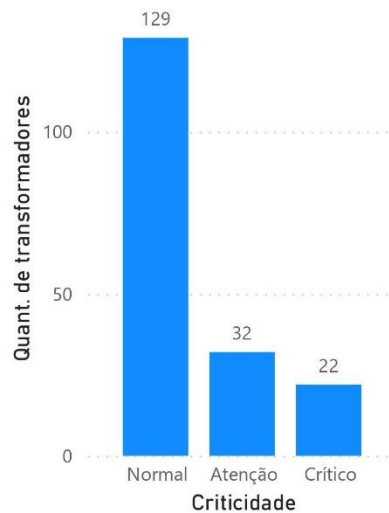
Mesmo após a análise de cada ensaio, a equipe de manutenção pode ser encorajada a definir um estado geral para cada equipamento com base em informações adicionais. Um exemplo disso é a importância estratégica do equipamento, onde quanto mais clientes atendidos

por ele maior é a criticidade. Outro exemplo seria o nível de carregamento do equipamento, em que quanto maior o carregamento, maior os esforços elétricos e térmicos demandados, o que aumenta a chance de evolução de falha.

#### 4.6 Painéis de Power BI

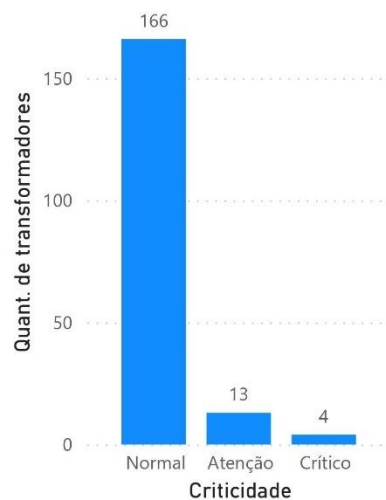
Os resultados obtidos para o grupo de transformadores estudado a partir dos critérios definidos no Quadro 2 para cada tipo de ensaio são apresentados nos gráficos das Figuras 57 a 60.

Figura 57 – Criticidade dos transformadores pelo ensaio DGA



Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 58 – Criticidade dos transformadores pelo ensaio FQ

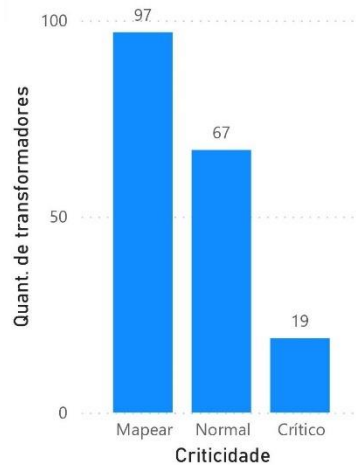


Fonte: Elaboração própria (2021)



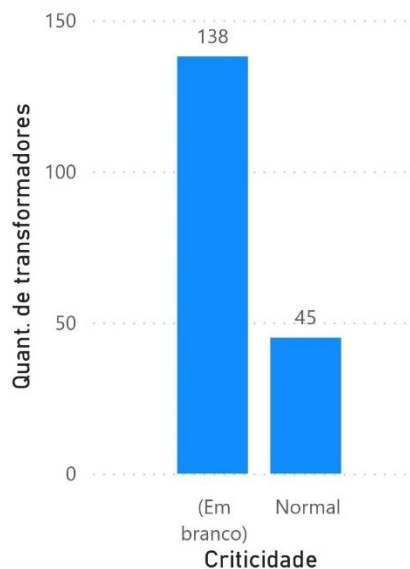
Na Figura 59 os transformadores que não possuem ensaio PCB atualizado foram classificados como “mapear” para indicar a necessidade de atualização. Na Figura 60 os transformadores em branco são aqueles em que não houve necessidade de realizar ensaio 2FAL, dessa forma percebe-se que 100% dos transformadores ensaiados possuíam isolação celulósica em bom estado.

Figura 59 – Criticidade dos transformadores pelo ensaio PCB



Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 60 – Criticidade dos transformadores pelo ensaio 2FAL



Fonte: Elaboração própria (2021)

Tendo os resultados em mãos, alguns recursos visuais foram utilizados ao construir os painéis para facilitar a identificação de situações favoráveis e alarmantes nos equipamentos. A cor vermelha simboliza a situação crítica, amarelo a de atenção e verde a situação normal. Os dados são apresentados em barras empilhadas com a porcentagem relativa ao total, sem eixo X

e Y para não poluir visualmente e os filtros podem ser acessados pelo ícone no canto superior esquerdo.

O painel de gestão de transformadores construído para análise de sua saúde por meio dos ensaios preventivos de óleo é apresentado na Figura 61.

Figura 61 – Painel de Power BI de gestão de transformadores



Fonte: Elaboração própria (2021)

Também foi adicionada uma tabela para facilitar a identificação de um transformador específico. Imagine a situação onde se deseja saber rapidamente apenas quais transformadores obtiveram um resultado crítico de ensaio FQ, para isso, basta clicar sobre a região do gráfico FQ em vermelho para que a tabela seja filtrada para apenas esta lista, correspondendo a quatro transformadores, como pode ser visto na Figura 62.

Figura 62 – Painel de gestão de transformadores filtrado para ensaio FQ crítico



Fonte: Elaboração própria (2021)

Uma aba apenas de filtros foi construída para possibilitar a filtragem por mais de um critério, mostrada na Figura 63. Utilizando-a pode-se filtrar o painel para apenas transformadores de uma regional que estejam energizados, ou apenas os transformadores reserva de uma subestação específica, por exemplo.

Figura 63 – Aba de filtros do painel de gestão de transformadores



Fonte: Elaboração própria (2021)

Este visual pode ser utilizado de maneira prática pelo engenheiro de manutenção para ajudar a responder uma série de questionamentos como por exemplo:

- Meus transformadores reserva tem condições de entrar em operação?
- Posso realizar o tratamento de óleo neste transformador ou ele possui níveis altos de contaminação por PCB? Corro o risco de contaminar outros transformadores caso realize?
- Meus transformadores em operação têm grande probabilidade de falhar?
- Quantas equipes e recursos preciso disponibilizar para realizar tratamento de óleo nos transformadores? Qual é o tamanho dessa demanda?

Além destes, muitos outros questionamentos que podem surgir por meio da utilização estratégica destes dados.

Alguns dos ganhos obtidos neste visual são o auxílio na construção de um plano para eliminação de PCB, a dimensão dos equipamentos em operação que necessitam de manutenção ou substituição, a dimensão dos equipamentos reserva que necessitam de reabilitação, uma ideia do desgaste e envelhecimento dos equipamentos e a possibilidade de focar as ações a uma quantidade menor de equipamentos.

O segundo painel construído foi o de histórico por equipamento da Figura 64, que tem como base as análises cromatográficas/DGA e os valores típicos da Tabela 16, em que o limite de 90% foi utilizado como atenção, na cor amarela, e o limite de 95% como crítico, na cor vermelha.

Este visual traduz a tendência do comportamento do equipamento por meio das curvas dos gases ao longo do tempo, em azul. Nesta etapa é válido observar que mesmo um transformador com altos níveis de concentração de gases pode operar normalmente durante um longo período de tempo, e da mesma forma, um transformador com concentrações dentro do limite típico pode sofrer uma falha inesperada, portanto, a tendência do comportamento se mostra mais importante do que a análise de um resultado isolado.

Análises mais frequentes em um mesmo transformador resultam em um acompanhamento mais contínuo de seu comportamento e por isso é recomendável intensificar as preventivas em transformadores sob suspeita de falha.

A Figura 65 mostra a aba de filtros colocada no visual e a Figura 66 mostra de forma ampliada a tendência do gás CO para um transformador específico.

Figura 64 – Painel de histórico DGA por equipamento



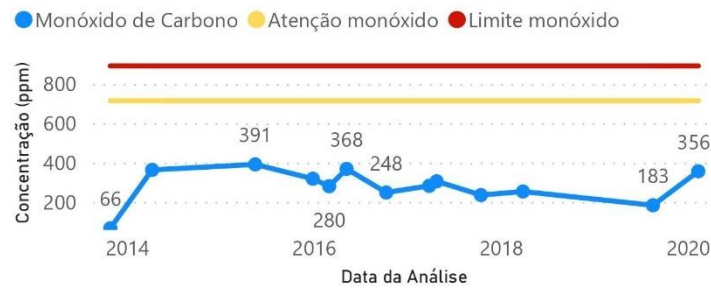
Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 65 – Aba de filtros do painel de histórico DGA por equipamento



Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 66 – Histórico de concentração monóxido de carbono de um transformador



Fonte: Elaboração própria (2021)

O terceiro painel criado foi o de plano de manutenção da Figura 69, que diz respeito apenas ao planejamento de coletas de óleo para o ano de 2021. Este painel tem como principal objetivo auxiliar a etapa de programação de coletas de óleo no campo e sua logística, para isso, permite observar o andamento das coletas de óleo quanto às metas mensais e anuais, quais localidades estão com serviços dentro ou fora do prazo e possui um mapa para definição de rotas das equipes.

A cores foram utilizadas com a mesma lógica do painel de gestão de ativos, onde coletas atrasadas são representadas em vermelho, executadas em verde e aguardando programação ou programadas em azul. Algumas medidas foram calculadas dentro do próprio Power BI por meio do uso da linguagem de programação Dax (*Data Analysis Expressions*), como a meta mensal e anual, acumulado executado, quantidade de coletas planejadas e executadas e até mesmo as cores dos gráficos das Figuras 67 e 68, que obedecem a lógica de que se o acumulado executado estiver abaixo da meta o valor assume a cor vermelha e quando acima, assume a cor verde.

Figura 67 – Gráfico de velocímetro



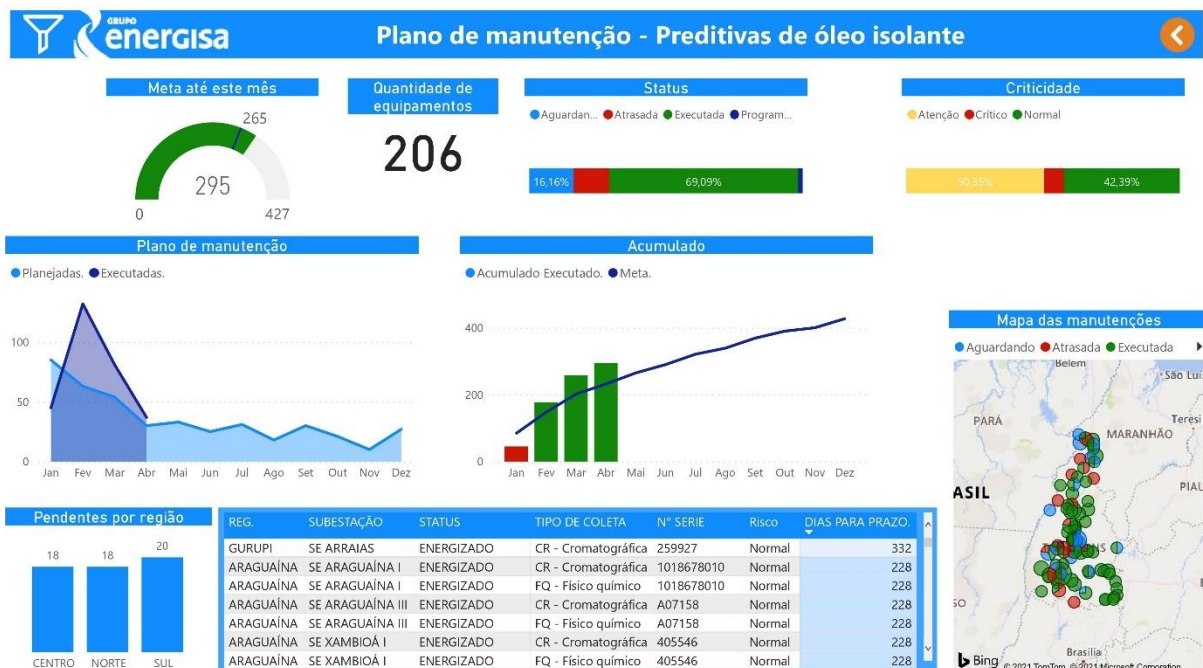
Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 68 – Gráfico de meta acumulada versus quantidade executada ao longo do ano



Fonte: Elaboração própria (2021)

Figura 69 – Painel de plano de manutenção de transformadores, reatores e reguladores de tensão

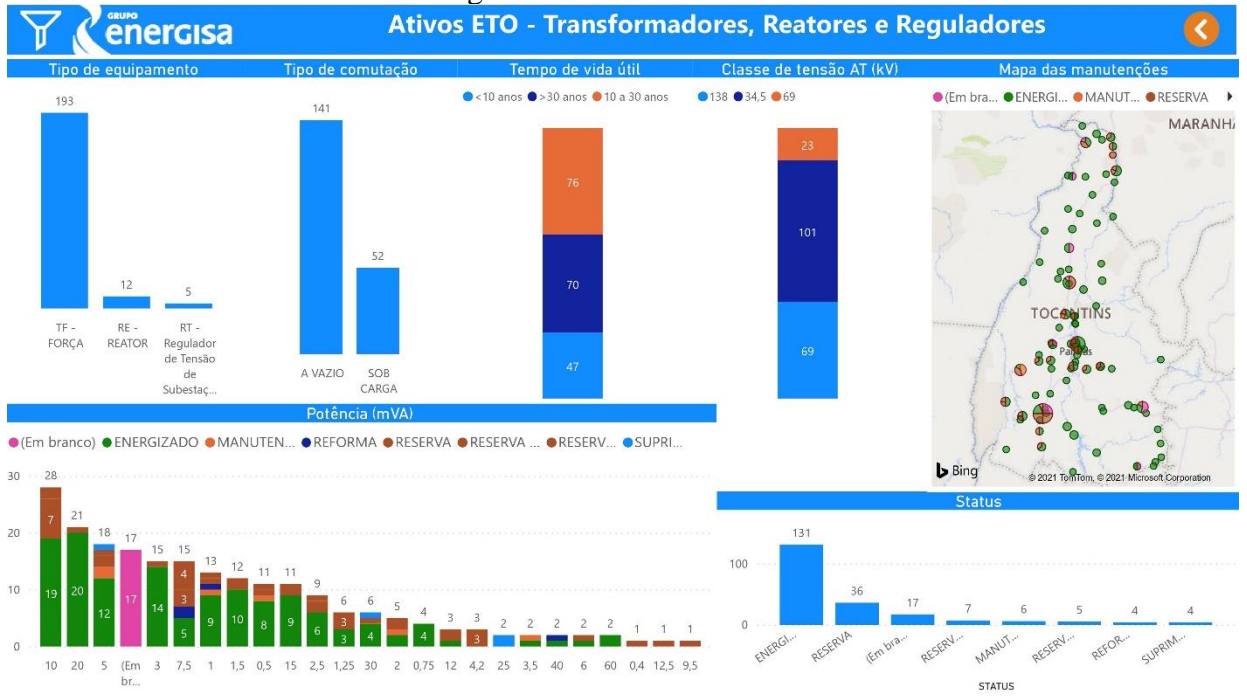


Fonte: Elaboração própria (2021)

Por fim, o quarto painel criado foi o de ativos, mostrado na Figura 70. Ele tem o objetivo de informar as características dos transformadores, reatores e reguladores de tensão e de contribuir para o plano de contingência. O plano de contingência é a simulação de possíveis falhas e a pré definição de como a equipe reagirá a essa falha, ou seja, qual equipamento pode assumir a carga daquele prejudicado.

Por meio do painel de ativos, é possível localizar onde estão os transformadores de determinada potência ou com grande risco de falha, utilizando os filtros, para que se possa posicionar os transformadores reserva que conseguem atender a essa mesma carga de forma estratégica, se anteendo a possíveis ocorrências.

Figura 70 – Painel de ativos



Fonte: Elaboração própria (2021)



## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante da importância estratégica dos transformadores de potência em uma planta de subestação e do valor de investimento que eles representam, soluções para auxiliar a gestão da vida útil destes equipamentos têm sido propostas.

Este trabalho possibilitou entender como se dá o processo de manutenção preditiva, desde o seu planejamento até as ações de reabilitação dos equipamentos.

Neste trabalho foi realizada uma análise técnica profunda do histórico, da condição atual e das previsões para os transformadores com base nos ensaios de óleo. A manutenção preditiva é vantajosa economicamente pois representa um baixo custo frente ao risco de falha dos equipamentos e não interfere na condição do equipamento, ao passo que não é invasiva. As análises DGA possibilitam a predição de falhas e o monitoramento da condição do equipamento, as análises FQ asseguram as condições operacionais do óleo isolante, as análises 2FAL são muito úteis para a investigação de vida útil restante e desgaste dos equipamentos e por fim, as análises PCB são importantes pelo impacto ambiental que podem causar.

A implementação da ferramenta *Power BI* como um sistema de monitoramento de transformadores se mostrou eficiente, moderna, de fácil aplicação, baixo custo e alto impacto. Por meio dela os dados ganharam importância estratégica auxiliando na predição de falhas, no monitoramento da condição atual, no planejamento estratégico, na programação das equipes de manutenção e na tomada de decisão.

Para que haja um aprimoramento contínuo é importante que a equipe persista com a utilização dos métodos propostos, passe a correlacionar as previsões com as causas reais de defeitos, se apoiando nos valores típicos e nos critérios de diagnóstico definidos e passe a monitorar também parâmetros que foram difíceis de se obter neste trabalho, mas são de grande interesse, como o nível de carregamento dos transformadores, o monitoramento da temperatura, as proteções intrínsecas que os equipamentos possuem e a análise da frequência e o tipo de alarmes de proteção que estes equipamentos têm gerado.

### 5.1 Recomendações para Trabalhos Futuros

Como proposta para trabalhos futuros recomenda-se a utilização de lógicas de inteligência artificial nas análises DGA a fim de se obter mais abrangência nos diagnósticos de falhas.

Também se recomenda para trabalhos futuros correlacionar as falhas aos dados de manutenções preditivas a fim de estabelecer a eficiência da ferramenta proposta e que agregue parâmetros em relação ao nível de carregamento e sobre as proteções presentes nos equipamentos aos painéis de gestão.

Os dados presentes neste trabalho podem contribuir para o avanço do monitoramento fornecendo uma base para a parametrização de sensores de monitoramento online, uma vez que o comportamento dos transformadores já foi explorado.

Outra possibilidade é de estender a solução proposta para outros tipos de manutenção, de acordo com as necessidades de cada caso como a aplicação ao plano de manutenção de disjuntores, inspeções visuais em subestações, mapeamento de pontos quentes e etc.

## REFERÊNCIAS

AMORA, Márcio André Baima. **Extração de regras interpretáveis para o diagnóstico eficiente de transformadores de potência isolados a óleo a partir do aumento do espaço de atributos**. 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414 da Agência Nacional de Energia Elétrica, de 09 de setembro de 2010**. Diário Oficial da União, seção 1, p. 117, 15 set. 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356- Transformadores de potência**. Rio de Janeiro, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7070- Amostragem de gases e óleo mineral isolantes de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos**. Rio de Janeiro, 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7274- Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço**. Rio de Janeiro, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8371- Ascarel para transformadores e capacitadores - Características e riscos**. Rio de Janeiro, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10576- Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos - Diretrizes para supervisão e manutenção**. Rio de Janeiro, 2017.

BECHARA, Ricardo. **Análise de falhas de transformadores de potência**. 2010. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

CIGRE-GT A2.02, **Avaliação de Desempenho de Transformadores de Potência e Reatores no Sistema Elétrico Brasileiro**. CIGRE Brasil – Grupo de Trabalho A2.02, 2013.

CIGRE-GT A2.05, **Guia de Manutenção para Transformadores de Potência**, CIGRE Brasil – Grupo de Trabalho A2.05, 2013.

DA SILVA, Rafaela Alexandre; SILVA, Fernando Cesar Almeida; GOMES, Carlos Francisco Simões. **O uso do Business Intelligence (BI) em sistema de apoio à tomada de decisão estratégica**. Revista GEINTEC-Gestão, Inovação e Tecnologias, v. 6, n. 1, p. 2780-2798, 2016.

DE OLIVEIRA, José Carlos; COGO, João Roberto; DE ABREU, José Policarpo G. **Transformadores: teoria e ensaios**. Editora Blucher, 2018.

DE SOUZA, Lucas Arruda de. **Técnicas preditivas de manutenção elétrica em transformadores de potência**. 2018.

DORIGO, Luiz Carlos. **Planejamento e Controle da Manutenção (PCM)–parte 1**. TECEM. Belo Horizonte, 2013.

DUVAL, Michel. **A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers.** IEEE electrical Insulation magazine, v. 18, n. 3, p. 8-17, 2002.

DUVAL, Michel. **Calculation of DGA limit values and sampling intervals in transformers in service.** IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 24, n. 5, p. 7-13, 2008.

FALCONI, Vicente Campos. **Gerenciamento da Rotina do Trabalho do Dia-a-Dia.** 9. ed. Rio de Janeiro: INDG, 2013.

FERREIRA, Paulo Roberto Nunes. **Estudo de viabilidade técnica na utilização de óleo vegetal como agente isolante e refrigerante em transformadores de distribuição.** 2018.

FERREIRA, Antony Manuel Justino. **Cálculo de índices de saúde, vida restante e probabilidade de falha de transformadores de potência AT/MT.** 2015.

G1. **Apagão no Amapá: veja a cronologia da crise de energia elétrica.** G1, Amapá, 18 de nov. de 2020. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2020/11/18/apagao-no-amapa-veja-a-cronologia-da-crise-de-energia-eletrica.ghtml>>. Acesso em: 06 de dez. de 2020.

GE: **Asset Monitoring & Diagnostics.** Automação e Controle. Disponível em: <<https://www.gegridsolutions.com>>. Acesso em Abr. 2021.

GÓMEZ, Gómez; ARVEY, Neffer. **Diagnóstico de falhas em transformadores isolados com óleo vegetal isolante a partir da análise de gases dissolvidos.** 2013.

GUMILANG, Harry. **Typical Concentration Value and Typical Fault Type Based on DGA Test of Power Transformers in PLN TJBT.** In: 2018 Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE). IEEE, 2018. p. 1-4.

IEEE, **Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers,** IEEE Standard C57.104-2008, Sept. 2008.

IEC, **Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis,** International Electrotechnical Commission, Sept. 2015.

LAMIM, Bianca Carneiro Ferraz et al. **Gerenciamento de projetos aplicado ao planejamento do sistema elétrico de distribuição: estudo de caso.** 2009.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos .** Grupo Gen-LTC, 2000.

MARTINS, Maria Augusta G. **Envelhecimento térmico do papel isolante de transformadores. Investigação experimental.** Modelos de degradação. Ciência & Tecnologia dos Materiais, v. 22, n. 1-2, p. 77-86, 2010.

MARTINS, Maria Augusta G. **Furfuraldeído: um indicador prático da degradação térmica do papel kraft de transformadores.** Ciência & Tecnologia dos Materiais, v. 19, n. 1-2, p. 25-33, 2007.

MARTINS, Maria Augusta G. **Gestão da vida útil dos transformadores.** Ciência & Tecnologia dos Materiais, v. 21, n. 3-4, p. 2-9, 2009.

MILASCH, Milan. **Manutenção de transformadores em líquido isolante**. E. Blucher, 1984.

MUNIZ, Sabrina Sousa. **Planejamento e controle da qualidade aplicada no setor de manutenção de subestação de distribuidora de energia**. 2020. 149 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2020.

PAULINO, Marcelo. **Ensaio de resistência de isolamento e de rigidez dielétrica. O Setor Elétrico**, São Paulo, v. 102, n. 7, p. 56-61, 2014.

PENA, Miguel Carlos Medina. **Falhas em transformadores de potência: Uma contribuição para análise, definições, causas e soluções**. Universidade Federal de Itajubá (Dissertação de Mestrado), 2003.

POLIDO, Ana Patrícia Simões; VIOLANTE, Engenheira Ana Rita. **Avaliação do meio isolante de um transformador através da simulação das suas condições de funcionamento**. Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2012.

SANTOS, Davir Castro dos et al. **Medição Individual de Performance – MIP**. In: Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica XXII, 2016, Curitiba-PR/Brasil. Trabalhos técnicos.

SOUZA, Denise Cascão Poli et al. **Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28 anos: um estudo de caso**. 2008.

SUÑÉ, Jaime; TORRES, Germano Lambert. **Manutenção Preditiva Inteligente de Transformadores via Análise Cromatográfica**. 2001. Tese de Doutorado. Master Thesis, Brazil: Universidade Federal de Itajubá.

ZANINI, Braian Kaiser. **Análise comparativa entre o uso de transformadores a seco e a óleo em subestações de média tensão**. 2016.

## ANEXO A – UNIDADE DE SUBESTAÇÃO MÓVEL



**ANEXO B - TAXA DE EVOLUÇÃO DE UM GÁS EM % POR MÊS**

DD = SEERRO(DATADIF(D1;D2;"d")/30;"0")

TX = SEERRO(((R2-R1)/DD)\*100/R1;"0")

DD - Diferença entre as datas em meses

D1 - Data da primeira análise

D2 - Data da segunda análise

R1 - Resultado da primeira análise

R2 - Resultado da segunda análise

TX - Taxa de evolução do gás