



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRENDA CAROLINA PONTE COELHO
THALITA LOURRANY SANTOS COUTO

**ANÁLISE DE MANUTENÇÃO INDUSTRIAL EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E SEUS CUSTOS COM
ÊNFASE NA COLETA DE ÓLEO ISOLANTE.**

TUCURUÍ/PA
2024

BRENDA CAROLINA PONTE COELHO
THALITA LOURRANY SANTOS COUTO

**ANÁLISE DE MANUTENÇÃO INDUSTRIAL EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E SEUS CUSTOS COM
ÊNFASE NA COLETA DE ÓLEO ISOLANTE.**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado como
requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal do Pará.

Orientador: Prof. Dr. Rafael Suzuki Bayama
Universidade Federal do Pará

TUCURUÍ/PA
2024


BRENDA CAROLINA PONTE COELHO
THALITA LOURRANY SANTOS COUTO

**ANÁLISE DE MANUTENÇÃO INDUSTRIAL EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E SEUS CUSTOS COM
ÊNFASE NA COLETA DE ÓLEO ISOLANTE**


Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado como
requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal do Pará.

DATA DE APROVAÇÃO: 31/10/2024


CONCEITO: Excelente

Documento assinado digitalmente
 **RAFAEL SUZUKI BAYMA**
Data: 07/11/2024 16:24:33-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Rafael Suzuki Bayama
Orientador - FEE/CAMTUC/UFPA

Documento assinado digitalmente
 **DAVI CARVALHO MOREIRA**
Data: 07/11/2024 15:18:47-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Davi Carvalho Moreira
Membro - Interno FEE/CAMTUC/UFPA

Documento assinado digitalmente
 **PAULA ALVES COSTA DE ASSIS VIEIRA**
Data: 07/11/2024 18:49:55-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Eng. Msc. Paula Alves Costa de Assis Vieira
Membro - Externo Dow

TUCURUÍ/PA
2024

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradecemos a Deus e Nossa Senhora da Conceição, por essa conquista e por nos permitir ultrapassar todos os obstáculos encontrados ao longo da nossa vida acadêmica, em especial durante a realização deste trabalho.

Eu Brenda, agradeço a minha família, que sempre esteve ao meu lado em todas as etapas da minha vida, em especial as minhas mães, que me incentivaram nos momentos difíceis e me ensinaram o que a faculdade não pode ensinar! Minha mãe Nilce me ensinou a ter fé acima de tudo! Minha mãe Maria Lúcia me ensinou a nunca desistir dos meus sonhos! Minha mãe Sofia me ensinou a ter um coração bondoso! Mães sem o seus ensinamentos eu não seria metade da pessoa que sou hoje.

Agradeço ao meu marido Wallemberg e aos meus filhos João Vitor e Lunna Maria, saibam que tudo que faço, todo esforço e dedicação é pensando em vocês e esse trabalho não seria diferente! É a família que eu sempre sonhei chamar de minha! Vocês são o meu começo, meio e fim. Obrigada por estarem ao meu lado.

A minha família, Vó, pai, padrinho, irmãos e irmãs, o meu muito obrigada! Todos vocês fizeram parte desse momento, me incentivando, apoiando e sonhando comigo.

Não poderia deixar de agradecer a minha parceira de trabalho Thalita Lourrany, pois sem sua parceria e amizade não conseguiria chegar até esse momento! Você estava ao meu lado em todos os trabalhos, em todos os dias bons e ruins. Esse trabalho foi uma verdadeira colaboração e junção da nossa amizade!

Eu Thalita Lourrany, agradeço a minha família e amigos que sempre me apoiaram e me motivaram a seguir nessa jornada dura que é a vida acadêmica.

Agradeço a minha vó dona Maria das Dores, por tudo que fez por mim todos esses anos. Por todo seu amor e carinho que me confortaram em momento bons e em momentos difíceis.

Em especial quero agradecer a minha mãe Dione, que é e sempre será minha fonte de inspiração e força. Mãe muito obrigada por sempre me incentivar a estudar e por fazer de tudo para realizar meu sonhos.

Quero agradecer também ao meu amado padrasto Guilhermino, que sempre foi um pai maravilhoso pra mim, e ajudou muito a minha mãe e a mim, para que eu pudesse alcançar esse sonho de me torna uma Eletricista, obrigada tio por tudo.

Não posso deixar de agradecer a minha noiva Bianca Tereza, por todo seu carinho e compreensão durante todo esse tempo de formação e execução desse trabalho. Seu apoio foi essencial para me manter motivada durante a graduação e para escrever esse TCC.

Por fim só tenho a agradecer a minha parceira Brenda, por tudo o que passamos para concluir esse curso, por todo o seu apoio durante as madrugadas de estudo, as risadas em momentos difíceis e por sempre me inspirar em ser alguém melhor todo dia. Só você e eu sabemos o que passamos para concluir este trabalho, e te agradeço por permanecer comigo até o fim.

RESUMO

O objetivo deste trabalho é demonstrar os benefícios da manutenção preditiva, em especial a análise de óleo isolante de transformadores de potência, para a prevenção de perdas e danos materiais de uma indústria siderúrgica. Para seu desenvolvimento, inicialmente, foi realizada revisão bibliográfica dos tipos de transformadores, manutenção e, mais especificamente, os métodos para interpretação de análise de óleo isolante. Com base nisso, foram apresentados dois estudos de caso.

Foram abordados casos reais de falha em transformadores, em que utilizaram a análise de óleo, mais precisamente, a concentração de gases dissolvidos, para determinar o diagnóstico, bem como uma análise de custos e perdas de produção relacionadas a cada caso.

O primeiro caso se trata de um transformador de 6MVA que foi substituído devido à deterioração interna causada pelo acúmulo de gases, que gerou um superaquecimento da parte ativa do transformador e a danificou, deixando o equipamento inoperante.

No segundo caso, o estudo apresenta um transformador de 75MVA que falhou inesperadamente com nível de acetileno elevado. Nesse cenário, ele não foi religado antes da realização de diagnósticos para identificar o possível defeito, que revelou a perda do equipamento.

Para cada um dos casos, utilizou-se os resultados de análises de óleo, ou seja, a concentração de gases combustíveis, para determinar a causa da avaria, com auxílio dos métodos mais utilizados na indústria. Além disso, para cada situação, foi estimado o custo envolvido, considerando danos materiais e perda de produção, evidenciando o benefício de um bom planejamento e execução de manutenções em transformadores.

Palavras-chave: Análise de óleo. Transformador. Manutenção. Custos. Diagnóstico.

ABSTRACT

The objective of this work is to demonstrate the benefits of predictive maintenance, in particular the analysis of insulating oil of power transformers, to prevent material losses and damages in a steel industry. For its development, initially, a bibliographic review was carried out on the types of transformers, maintenance and, more specifically, the methods for interpreting insulating oil analysis (DGA – dissolved gases analysis). Based on this, two case studies were presented.

Real cases of transformer failure were addressed, in which they used oil analysis, more precisely, the concentration of dissolved gases, to determine the diagnosis, as well as an analysis of costs and production losses related to each case.

The first case concerns a 6MVA transformer that was replaced due to internal deterioration caused by the accumulation of gases, which generated overheating of the active part of the transformer and damaged it, leaving the equipment inoperative.

In the second case, the study presents a 75MVA transformer that unexpectedly failed with a high acetylene level. In this scenario, it was not turned on again before carrying out diagnostics to identify the possible defect, which revealed the loss of the equipment.

For each case, the results of oil analyzes were used, that is, the concentration of combustible gases, to determine the cause of the failure, with the aid of the most used methods in the industry. Furthermore, for each situation, the cost involved was estimated, considering material damage and loss of production, highlighting the benefit of good planning and execution of maintenance on transformers.

Keywords: Oil analysis. Transformer. Maintenance. Costs. Diagnosis..

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Circuito magnético elementar de um transformador.	14
Figura 2.2 – Tipos de Núcleos	15
Figura 2.3 – Transformador Monofásico.	16
Figura 2.4 – Transformador Trifásico.	16
Figura 2.5 – Banco Trifásico.	17
Figura 2.6 – Núcleo Trifásico.	17
Figura 2.7 – Ligação Estrela - Estrela (Y-Y).	18
Figura 2.8 – Ligação Triângulo - Triângulo ($\Delta - \Delta$).	18
Figura 2.9 – Ligação Triângulo - Estrela ($\Delta - Y$).	19
Figura 2.10 – Transformador em Líquido Isolante.	19
Figura 2.11 – Transformador de alta potência.	20
Figura 2.12 – Transformador trifásico a seco.	20
Figura 2.13 – Esquemático – Transformador de Corrente.	21
Figura 2.14 – Instalação de um conjunto TP - TC.	22
Figura 2.15 – Transformador de Distribuição	22
Figura 2.16 – Transformador de Potência	23
Figura 2.17 – Núcleo Laminado de um Transformador de potência	24
Figura 2.18 – Comutador de Tap	25
Figura 3.1 – Coleta de amostra de óleo do Transformador de Potência	32
Figura 3.2 – Aparelhagem para a extração de gases de óleo isolante	32
Figura 3.3 – Triângulo de Duval	37
Figura 3.4 – Diagnóstico de falhas NBR 7274 (ABNT, 1982)	38
Figura 3.5 – Relações características entre gases.	38
Figura 4.1 – Gráfico custos versus nível de manutenção	40
Figura 4.2 – Gráfico lucro versus disponibilidade.	41
Figura 4.3 – Triângulo de Duval	45
Figura 4.4 – Triângulo de Duval	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Evolução da Manutenção.	26
Tabela 3.2 – Parâmetros da Manutenção Preditiva.	28
Tabela 3.3 – Parâmetros da análise Físico Químico de Óleo.	31
Tabela 3.4 – Critério de Diagnóstico do Método do Gás Chave	34
Tabela 3.5 – Especificação dos códigos do método Rogers.	34
Tabela 3.6 – Diagnóstico de falhas do método Rogers.	35
Tabela 3.7 – Método de identificação de falha de Doernenburg	35
Tabela 3.8 – Limites de Concentração de Gases para Validação.	36
Tabela 4.1 – Amostragem da coleta de óleo do Transformador A.	43
Tabela 4.2 – Análise pelo método de gás-chave.	43
Tabela 4.3 – Análise pelo método de Rogers.	43
Tabela 4.4 – Resultados do método de Rogers.	44
Tabela 4.5 – Análise pelo método de Dornenburg.	44
Tabela 4.6 – Análise pelo método de Durval.	45
Tabela 4.7 – Análise pelo método da ABNT - NBR 7274/1982.	46
Tabela 4.8 – Resultado da análise pelo método da ABNT - NBR 7274/1982.	46
Tabela 4.9 – Custo Aproximado da Troca do Transformador.	47
Tabela 4.10–Custo Aproximado da Manutenção corretiva do Transformador.	48
Tabela 4.11–Amostragem da coleta de óleo do Transformador B.	49
Tabela 4.12–Análise pelo método de gás-chave.	49
Tabela 4.13–Análise pelo método de Rogers.	50
Tabela 4.14–Resultados do método de Rogers.	50
Tabela 4.15–Resultados do método de Durval.	51
Tabela 4.16–Análise pelo método da ABNT - NBR 7274/1982.	52
Tabela 4.17–Resultado da análise pelo método da ABNT - NBR 7274/1982.	52
Tabela 4.18–Custo Estimado da Manutenção Geral.	53
Tabela 4.19–Custo Estimado das possíveis manutenções.	54

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
DGA	Análise de Gases Dissolvidos
IEEE	Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
NBR	Normas Técnicas Brasileiras
ONAN	Óleo NatUral, Ar Forçado
ONAF	Óleo Forçado, Ar Forçado
ODAF	Óleo Dirigido, Ar Forçado
OFWF	Óleo Forçado, Água Forçada
TIF	Tensão Interfacial

SUMÁRIO

SUMÁRIO	9
1 – INTRODUÇÃO	11
1.1 Justificativa	11
1.2 Objetivo Geral	12
1.3 Objetivos Específicos	12
1.4 Estrutura do trabalho	12
2 – TRANSFORMADORES: CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E APLICAÇÕES	14
2.1 Critérios de Classificação. Tipos de Transformadores.	15
2.1.1 Transformadores de núcleo envolvido e núcleo envolventes	15
2.1.2 Transformadores Monofásicos e Trifásicos	16
2.1.3 Meio Isolante	19
2.1.4 Finalidade	21
2.2 Aspectos construtivos de um Transformador de Potência	22
3 – MANUTENÇÃO PREVENTIVA E DIAGNÓSTICO DE FALHAS	26
3.1 Classificação dos Tipos de Manutenção	26
3.2 Manutenção Preditiva	27
3.2.1 Parâmetros da Manutenção Preditiva	28
3.2.2 Análise dos óleos	28
3.3 Análise de óleo isolante de Transformadores	29
3.3.1 Propriedades físico-químicas	29
3.3.2 Parâmetros da análise físico-química	29
3.3.3 Resultados dos parâmetros da análise físico-química	30
3.4 Análise de gases dissolvidos (cromatográfica)	31
3.4.1 Fontes da geração de gases no transformador.	32
3.4.2 Método de diagnóstico de DGA	33
3.4.2.1 Método Gás-Chave	33
3.4.2.2 Método de Rogers	34
3.4.2.3 Método de Dornenburg	35
3.4.2.4 Método de Duval	36
3.4.2.5 Método adotado pela a norma ABNT - NBR 7274/1982	37
4 – ANÁLISE DAS FALHAS DOS TRANSFORMADORES	40
4.1 Caso 01	42
4.1.1 Diagnóstico Através dos métodos:	42
4.1.1.1 Análise Método Gás-Chave:	43
4.1.1.2 Análise Método Rogers:	43
4.1.1.3 Análise Método Dornenburg:	44
4.1.1.4 Análise Método Duval:	44
4.1.1.5 Análise Método adotado pela a norma ABNT - NBR 7274/1982:	45
4.1.2 Resultados	46

4.1.3	Análise dos Custos de Manutenção	47
4.2	Caso 2	48
4.2.1	Diagnóstico Através dos métodos:	49
4.2.1.1	Análise Método Gás-Chave:	49
4.2.1.2	Análise Método Rogers:	49
4.2.1.3	Análise Método Dornenburg:	50
4.2.1.4	Análise Método Duval:	50
4.2.1.5	Análise Método adotado pela a norma ABNT - NBR 7274/1982:	51
4.2.2	Resultados	52
4.2.3	Analisando os Custos no caso B	53
5 – CONCLUSÃO		55
REFERÊNCIAS		56
ANEXO A – Laudo Técnico		59
ANEXO B – Resultados das amostras do óleo isolante do Transformador A		60

1 INTRODUÇÃO

Transformadores de potência são equipamentos essenciais no sistema elétrico de potência, alterando os níveis de tensão para interligar os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Segundo Arantes (2005) é fundamental o monitoramento constante do funcionamento e da operação desses transformadores, buscando prevenir a ocorrência de superaquecimentos, arco elétrico ou descargas parciais, deterioração da isolamento, formação excessiva de gás, entre outros fatores.

Nesse cenário, a realização de manutenção preditiva e preventiva desses equipamentos torna-se essencial, pois sem um monitoramento constante não é possível saber se o transformador está em boas condições, ou detectar qualquer tipo de defeito antes de danos maiores ao maquinário. Para tal, é de suma importância a necessidade da utilização dos métodos de monitoramento e processos de manutenção, com o objetivo de reduzir custos, melhorar o desempenho do equipamento e evitar avarias.

A análise cromatográfica de gases dissolvidos é uma ferramenta consagrada para diagnóstico preditivo de equipamentos elétricos tais como: transformadores, reatores, reguladores de tensão, entre outros, preenchidos com óleo mineral isolante (MARTINS; VASSALO; SESSA, 2009). A técnica consiste na extração dos gases dissolvidos em amostras de óleo destes equipamentos, separação e quantificação destes gases por meio de cromatografia gasosa e posterior interpretação destes resultados para a obtenção de um diagnóstico confiável para a determinação da condição operativa do equipamento em questão.

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, 2005).

Este trabalho apresenta uma análise dos benefícios da coleta e leitura do óleo isolante dos transformadores, realizadas nas manutenções preditivas em uma siderúrgica, que utiliza fornos de redução a arco elétrico, da região do lago de Tucuruí. Demonstra dados reais coletados ao longo dos anos. Da mesma forma é exposto duas ocasiões, em que o estudo da amostra coletada foi decisivo para identificar anomalias no equipamento, permitindo a tomada de decisões mais efetivas.

1.1 Justificativa

A manutenção industrial em transformadores de potência é uma área essencial do setor elétrico, pois o desempenho e a confiabilidade desses equipamentos cumprem uma parte importante na seguridade do fornecimento estável de energia elétrica. Nesse cenário, a análise de óleo isolante surge como um elemento crucial da manutenção preditiva, levando em conta seu impacto direto na preservação do desempenho e da vida útil dos transformadores.

A relevância de se aprofundar mais neste setor é clara diante das dificuldades enfrentadas pelas empresas no gerenciamento eficaz de ativos elétricos. A coleta de óleo isolante, como parte integrante da manutenção, desempenha um papel central na identificação precoce de falhas, permitindo intervenções proativas e reduzindo o risco de paradas não programadas.

Além do mais, a análise dos custos vinculados à manutenção industrial em transformadores de potência torna-se indispensável em um contexto econômico mais complexo a cada dia. Entender o impacto da coleta de óleo isolante, em conjunto com outras estratégias de manutenção, é indispensável para otimizar os recursos financeiros das empresas, mantendo o equilíbrio entre a confiabilidade operacional e a gestão eficiente dos custos.

O intuito deste estudo é analisar a relevância da manutenção industrial em transformadores de potência, focando especialmente na coleta de óleo isolante. Avaliando os custos associados e os benefícios gerados, e fazer observações valiosas para profissionais da indústria elétrica, pesquisadores e gestores de ativos, contribuindo dessa forma para melhorar as práticas de manutenção e aperfeiçoar o desempenho dos transformadores de potência. Assim, a importância deste estudo é evidente, considerando seu potencial para aprimorar a eficiência operacional, prolongar a vida útil do equipamento e, paralelamente, incentivar a sustentabilidade econômica das operações no setor de energia elétrica.

1.2 Objetivo Geral

De forma geral esse trabalho tem como objetivo analisar a gestão da manutenção em transformadores de potência, com ênfase na coleta de óleo isolante, procurando compreender seus impactos nos custos e na eficiência operacional do equipamento.

1.3 Objetivos Específicos

- Analisar as metodologias e técnicas de manutenção industrial;
- Avaliar a coleta de óleo isolante empregado na manutenção desses equipamentos, identificando sua eficácia e possível melhoria no processo;
- Identificar os principais desafios enfrentados na gestão da manutenção de transformadores de potência, especialmente relacionado a interpretação dos resultados da coleta de óleo isolante;
- Examinar os custos diretos e indiretos atrelados aos resultados da coleta do óleo isolante e o impacto no orçamento da manutenção;
- Propor estratégias e recomendações para melhorar o processo de manutenção dos transformadores, visando reduzir custo e melhorar a eficiência operacional do equipamento.

1.4 Estrutura do trabalho

O capítulo 1 apresenta a introdução, a relevância do estudo descrito na justificativa, os objetivos e a estrutura do trabalho.

O capítulo 2 discute o funcionamento de um transformador, mostra suas características construtivas, suas diferentes classificações e tipos de conexões, e detalha as propriedades e componentes de um transformador de potência.

Em seguida, o capítulo 3, discorre sobre a manutenção e suas classificações, assim como também dá destaque para os métodos utilizados para diagnosticar falhas, através da análise dos gases presentes no óleo isolante dos transformadores.

O capítulo 4 trata da análise das falhas dos transformadores, mostrando os resultados obtidos com os dados das coletas de óleo de cada caso, correlacionando com a gestão de cada manutenção e as consequências físicas e financeiras após a tomada de decisão.

E finalmente no capítulo 5 são apresentadas as conclusões relacionadas ao objetivo traçado e algumas sugestões para futuros trabalhos.

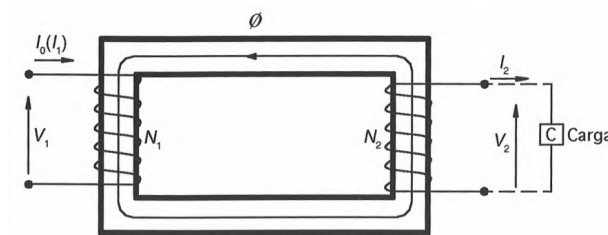
2 TRANSFORMADORES: CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E APLICAÇÕES

Os transformadores são máquinas elétricas estáticas que têm a finalidade de transformar, por indução eletromagnética, a tensão e a corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos. A frequência da tensão alternada é constante e, geralmente os valores de tensões e correntes são diferentes. (KAGAN, 2010)

Na sua concepção mais simples, um transformador é constituído de dois enrolamentos: o enrolamento primário, que recebe a energia do sistema supridor, e o enrolamento secundário, que transfere esta energia para o sistema de distribuição, descontando as perdas internas referentes a esta transformação. (MAMEDE, 2013)

A Figura 2.1 mostra um circuito magnético fechado representando um transformador simples, composto por: um núcleo de aço-silício e dois enrolamentos isolados eletricamente do núcleo e isolados entre si. Normalmente admite-se que o enrolamento primário está conectado a uma fonte de energia elétrica e o enrolamento secundário, conectado a um receptor de energia elétrica.

Figura 2.1 – Circuito magnético elementar de um transformador.



Fonte: Mamede (2013).

O funcionamento de um transformador baseia-se nos fundamentos do eletromagnetismo, especialmente os estudados por Faraday e Lenz. Constata-se que, ao movimentar um campo magnético diante de um condutor, surge uma corrente induzida. Em outras palavras, um campo magnético variável produz um fluxo magnético variável, que é responsável pela corrente induzida (NASCIMENTO, 2011).

O Transformador é um componente essencial para os sistemas de potência, pois possibilita a geração e transmissão de energia elétrica nas tensões mais econômicas, assim como permiti a utilização da energia com uma tensão adequada para um dispositivo específico.

O transformador também é largamente utilizado em circuitos de baixa potência, em circuitos eletrônicos de baixas correntes e nos de controle. Executa funções como casa impedâncias entre uma fonte e sua carga, obter a máxima transferência de potência, isolar um circuito de outro ou isolar a corrente mantendo a continuidade CA entre dois circuitos (FITZGERALD, 2006).

2.1 Critérios de Classificação. Tipos de Transformadores.

Não existe um consenso quanto á classificação dos transformadores, já que o projeto de uma unidade transformadora pode abranger duas ou mais categorias, porém do ponto de vista didático, esses podem ser classificados quanto (SIMONE, 2010):

- Ao Núcleo: Transformadores de Núcleos Envolvidos (Nucleares) e Transformadores de Núcleos Envolventes (Encouraçados);
- ao número de fases: Transformadores monofásicos ou Transformadores polifásicos (em geral, trifásicos);
- Ao meio isolante: Transformadores em líquido isolante e Transformadores a seco;
- Quanto a finalidade: Transformadores de corrente, potencial, distribuição, potência entre outros.

2.1.1 Transformadores de núcleo envolvido e núcleo envolventes

Há dois tipos de arranjo entre núcleo e enrolamentos, que conduzem a dois tipos de transformadores: os ditos “de Núcleo Envolvido”, também chamados Nucleares, e os “de Núcleo Envolvente”, também conhecidos como Encouraçados. Atendo-se, por ora, aos transformadores monofásicos, esses dois tipos são representados na Figura 2.2 (JORDÃO, 2008).

Figura 2.2 – Tipos de Núcleos



Fonte: Aguiar (2007).

No primeiro tipo, o núcleo é constituído por apenas duas colunas, I e II, e seus enrolamentos em geral são acomodados em torno das duas colunas, projetando-se para além do contorno do núcleo, sendo essa a razão da denominação “de Núcleo Envolvido” (pelos enrolamentos). No segundo caso, o núcleo possui três colunas, I, II e III, e os enrolamentos são alojados somente na coluna central (III), permanecendo (parcialmente) envolvidos pelas colunas externas, assim segue a denominação “de Núcleo Envolvente”.

Transformadores de núcleo envolvidos no geral são mais baratos, porém pouco eficientes. Já os que possuem núcleos envolventes tendem a ter melhor desempenho, uma reatância menor e mais tecnologia empregada, mas no caso dos transformadores trifásicos essa configuração os tornam mais caros e pesados. Ainda assim possuem maior rendimento e melhor qualidade (MARTIGNONI, 1991).

2.1.2 Transformadores Monofásicos e Trifásicos

O transformador monofásico é o tipo mais comum de transformador em sistema de distribuição de energia elétrica. O mesmo é usado para elevar ou baixar a tensão elétrica. Como pode ser visto na Figura 2.3 ele possui apenas dois enrolamentos, o primário e o secundário, que são enrolados em torno de um núcleo comum.

Esses tipos de transformadores são usados em diversas aplicações, como alimentação de pequenos eletrodomésticos e eletrônicos ou ainda em ambientes industriais para alimentar motores elétricos.

Figura 2.3 – Transformador Monofásico.

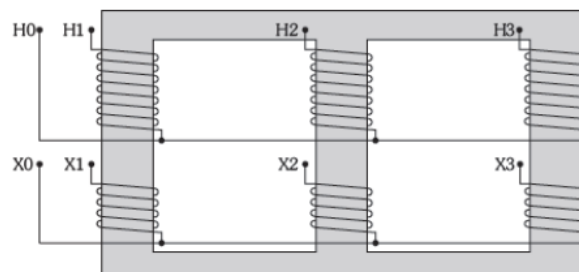


Fonte: Romagnole Products (2023).

Os transformadores monofásicos possuem, em geral, pequena capacidade de potência aparente (chamada capacidade de transformação). Quando se necessita de maiores potências utiliza-se transformadores trifásicos. Esses transformadores são mais empregados tanto nos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica das concessionárias como no atendimento a cargas industriais (MAMEDE, 2013).

Os transformadores trifásicos podem ser vistos como um conjunto de três transformadores monofásicos, Figura 2.4. Esses tipos de transformadores possuem três primários e ao menos três secundários, que devem trabalhar juntos.

Figura 2.4 – Transformador Trifásico.

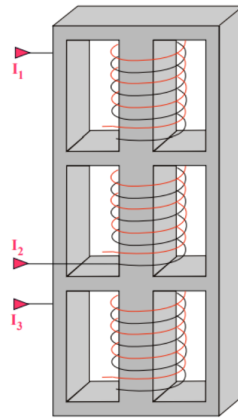


Fonte: Nascimento (2011).

Os transformadores trifásicos podem ser construídos de duas maneiras :

- Banco trifásico composto por 3 transformadores monofásicos, Figura 2.5 . Esse tipo de conexão facilita a manutenção e substituição dos transformadores, porém com maior custo de investimento.

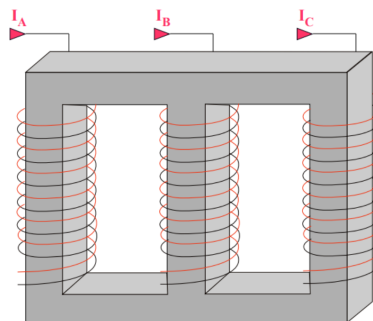
Figura 2.5 – Banco Trifásico.



Fonte: Aguiar (2007).

- Núcleo trifásico composto por um único núcleo – mononuclear, Figura 2.6. Essa ligação resulta em transformadores menores e mais baratos devido à necessidade de menos material ferromagnético, porém com menor flexibilidade de manutenção.

Figura 2.6 – Núcleo Trifásico.

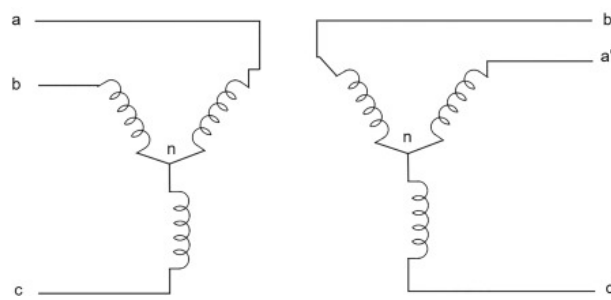


Fonte: Aguiar (2007).

Os transformadores trifásicos podem ter os seus enrolamentos ligados de diferentes maneiras. Cada conexão possui características que indicam o uso mais adequado conforme a aplicação. Ou seja, o que determina como o transformador terá os seus enrolamentos interligados é o objetivo do projeto final de construção dessa unidade transformadora. Algumas características de cada ligação são:

- **Conexão em estrela no primário e em estrela no secundário (Y-Y):** Tem o enrolamento de tensão superior e o de tensão inferior ligados em estrela, Figura 2.7. Esta conexão é sempre preferível, sob o ponto de vista econômico, para altas tensões. Esta ligação corresponde a uma tensão mais baixa por enrolamento e corrente de fase mais elevada. Isto facilita o isolamento e o emprego de amplas seções de cobre, que dão rigidez às bobinas e protegem melhor contra os enormes esforços mecânicos que às vezes se produzem por acidentes de curto-circuito;

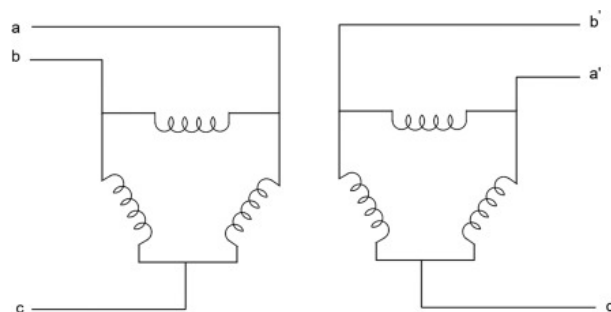
Figura 2.7 – Ligação Estrela - Estrela (Y-Y).



Fonte: Kamran (2022).

- Em triângulo no primário e em triângulo no secundário ($\Delta - \Delta$):** Os enrolamentos primários e secundários estão interligados em triângulo, Figura 2.8. Esta conexão é amplamente utilizada em grandes transformadores de baixa tensão. Nesse tipo de ligação se houver um banco de transformadores monofásicos conectados entre si, e nesse caso um dos transformadores estiver desativado ou com defeito, o fornecimento de energia elétrica pode ser continuado com os transformadores remanescentes, é claro, com eficiência reduzida em 58% da capacidade nominal do banco (JORDÃO, 2008). Essa característica é chamada de conexão delta aberta (V). Esse tipo de conexão geralmente é usada em sistemas onde é necessário transportar grandes correntes em baixas tensões e, especialmente, quando a continuidade do serviço é mantida mesmo que uma das fases desenvolva falhas;

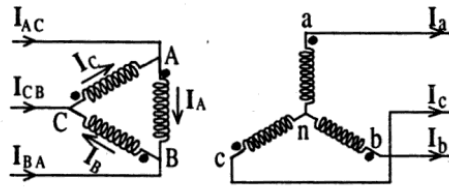
Figura 2.8 – Ligação Triângulo - Triângulo ($\Delta - \Delta$).



Fonte: Kamran (2022).

- Em estrela no primário e em triângulo no secundário (Y- Δ) ou ($\Delta - Y$):** A Figura 2.9 mostra, esquematicamente, as ligações de uma combinação $\Delta - Y$ às respectivas linhas, observado o paralelismo das fases correspondentes no primário e no secundário. A presença da ligação em Δ em qualquer desses dois tipos de combinação garante a manutenção de fluxos senoidais no transformador e, conseqüentemente, de tensões senoidais também nas fases da ligação em Y desprovida de fio neutro, evitando oscilações na tensão de seu neutro relativamente às suas tensões entre terminais. As ligações ΔY e $Y\Delta$, são empregadas, em geral, em transformadores que operam em sistemas de alta tensão, a primeira delas sendo utilizada no início das linhas em transformadores elevadores de tensão, e a segunda em transformadores abaixadores de tensão em subestações industriais.

Figura 2.9 – Ligação Triângulo - Estrela (Δ - Y).



Fonte: JORDÃO (2008).

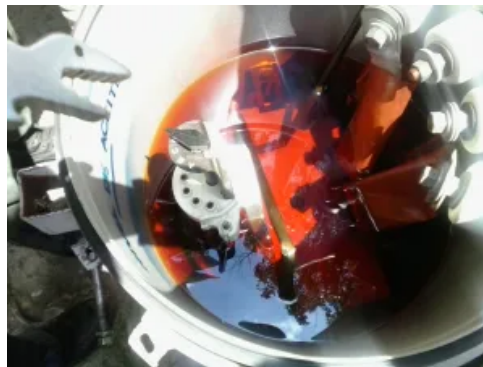
2.1.3 Meio Isolante

Embora os transformadores sejam máquinas elétricas eficientes, estão sujeitos à perdas. As perdas nos transformadores são do tipo Joule nos enrolamentos, no núcleo e por fluxo disperso. Esse conjunto de perdas resulta no aquecimento do equipamento (NOGUEIRA et al., 2020).

O óleo é utilizado como revestimento interno para duas finalidades básicas, a primeira como meio isolante (dielétrico), que evita a formação de arco entre dois condutores; a segunda como refrigerante, que atua dissipando o calor gerado na operação. Os transformadores são classificados quanto ao meio isolante em dois grande grupos: transformadores em líquido isolante e transformadores a seco (MAMEDE, 2013).

- **Transformadores em líquido isolante:** Na maioria dos casos esse tipo é empregado em sistemas de distribuição e força e em plantas industriais comuns. No geral existem três tipos de líquidos isolantes que são utilizados nos transformadores: óleo mineral, silicone e ascarel. Porém no território nacional brasileiro é proibido o uso do ascarel, pois o mesmo é tóxico e nocivo a saúde humana. Na Figura 2.10 podemos visualizar um exemplo de um transformador isolado a óleo mineral.

Figura 2.10 – Transformador em Líquido Isolante.



Fonte: Transformadores (2015).

Dependendo da potência do transformador, a circulação do líquido isolante para gerar o resfriamento é realizada de diferentes formas. Nos pequenos transformadores de distribuição, de potências da ordem de até poucas dezenas de kVA, a circulação do óleo pode ser obtida por convecção natural, em tanques com superfícies lisas. Diante de aumentos das potências, a melhoria das condições de dissipação do calor é obtida com aumentos das superfícies úteis dos tanques adotando-se, em escala de

eficiências crescentes: chapas onduladas, tubos externos para a circulação do óleo e radiadores (JORDÃO, 2008).

Caso a circulação natural do óleo ainda seja insuficiente pelos radiadores, pode-se recorrer à ventilação forçada e, em casos mais severos, ao resfriamento do óleo circulante em tubos de cobre imersos em água. E em um último estágio, a circulação do óleo pode ser intensificada por bombeamento. A Figura 2.11 exemplifica algumas das medidas citadas e que são mais comuns, para o resfriamento de grande unidades transformadoras.

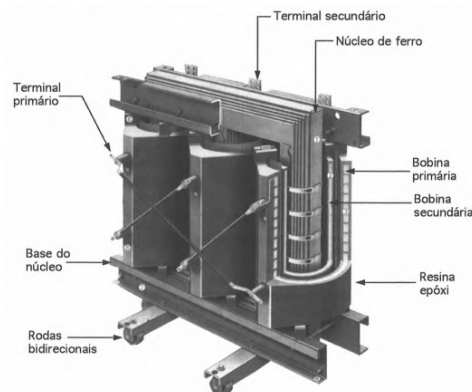
Figura 2.11 – Transformador de alta potência.



Fonte: Vecchio, Feghali e Ahuja (2018).

- Transformadores a seco:** Possuem uma aplicação bem específica, por se tratar de um equipamento de custo muito elevado, se comparado aos transformadores em líquido isolante. São empregados mais especificamente em instalações onde os perigos de incêndio são iminentes, tais como refinaria de petróleo, indústrias petroquímicas, grandes centros comerciais, em que a norma da concessionária local proíbe o uso de transformadores a óleo mineral, além de outras instalações que requeiram um nível de segurança elevado contra explosões de inflamáveis (MAMEDE, 2013). A Figura 2.12 mostra em detalhes os principais elementos construtivos de um transformador a seco.

Figura 2.12 – Transformador trifásico a seco.



Fonte: Mamede (2013).

Os transformadores a seco utilizam o ar ambiente como meio de refrigeração e também de isolamento. Porém o resfriamento a ar, além de não ser tão eficiente quanto o realizado a óleo, não proporciona a mesma proteção aos materiais isolantes,

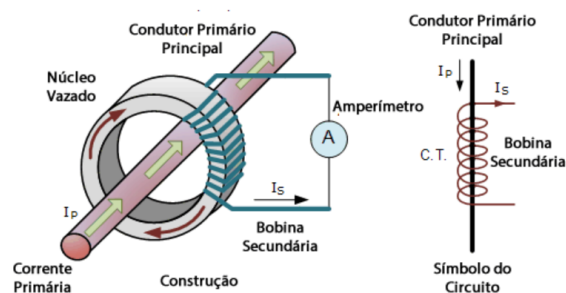
particularmente no que diz respeito à deposição de poeiras sobre as superfícies das bobinas. Essa deposição é tanto mais indesejável quanto maiores forem as tensões dos transformadores (JORDÃO, 2008).

2.1.4 Finalidade

Há diferentes modelos de transformador disponíveis no mercado, para atender a diferentes aplicações.

- **Transformadores de corrente:** São equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuírem correntes nominais de acordo com a corrente de carga do circuito ao qual estão ligados. Na sua forma mais simples como mostrado na Figura 2.13, eles possuem um primário, geralmente de poucas espiras, e um secundário, no qual a corrente nominal transformada é, na maioria dos casos, igual a 5 A. Dessa forma, os instrumentos de medição e proteção são dimensionados em tamanhos reduzidos com as bobinas de corrente constituídas de fios de pouca quantidade de cobre (MAMEDE, 2013).

Figura 2.13 – Esquemático – Transformador de Corrente.



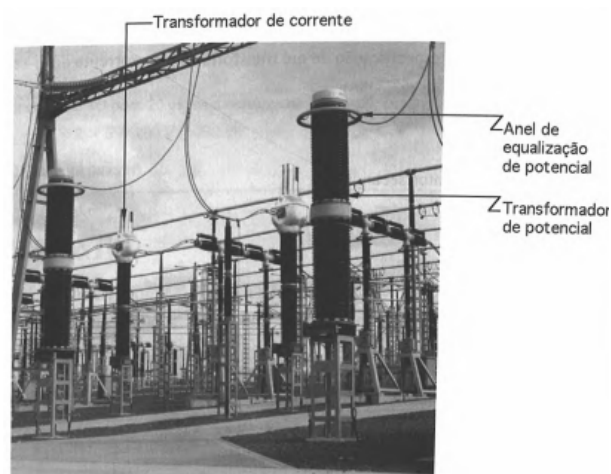
Fonte: Stroski (2021).

Esse tipo de unidade transformadora é utilizada em sua maioria para suprir aparelhos que apresentam baixa resistência elétrica, tais como amperímetros, relés, medidores de energia, de potência e entre outros. Existem três tipos básicos de transformadores de corrente: enrolamento, toroidal e barra.

- **Transformadores de potencial:** É um equipamento utilizado com sua principal finalidade, a medição de tensão elétrica de sistemas, capaz de diminuir a tensão do circuito interligado para níveis iguais ou compatíveis com a máxima suportável pelos instrumentos de medição elétrica. No geral eles possuem um enrolamento primário de muitas espiras e um enrolamento secundário através do qual se obtém a tensão desejada, normalmente padronizada em 115 V.

Os Transformadores de potencial são equipamentos utilizados para suprir aparelhos que apresentam elevada impedância, tais como voltímetro, relés de tensão, bobinas de tensão de medidores de energia, etc. São empregados indistintamente nos sistemas de proteção e medição de energia elétrica. Em geral, são instalados junto aos transformadores de corrente, tal como se observa na Figura 2.14 (MAMEDE, 2013).

Figura 2.14 – Instalação de um conjunto TP - TC.



Fonte: Mamede (2013).

- **Transformadores de distribuição:** É um dispositivo empregado para diminuir ou aumentar tensões e correntes elétricas em circuitos de distribuição ou no consumo de energia. Em razão dessa característica, o equipamento é usado para distribuir a eletricidade até os consumidores, compatibilizando a carga de acordo com a intensidade permitida nas redes existentes. Em outras palavras, o transformador equilibra o nível de tensão da corrente enviada pela concessionária, para então ser transmitida às unidades consumidoras (SANTOS, 2022).

Existem vários modelos de transformadores de distribuição, para que seja possível atender a diferentes finalidades de uso. Alguns dos mais utilizados pelas empresas são os convencionais conforme a Figura 2.15. Podem ser monofásico, bifásico ou trifásico e são empregados nas empresas condutoras de energia ou no setor industrial.

Figura 2.15 – Transformador de Distribuição



Fonte: Silva (2005).

2.2 Aspectos construtivos de um Transformador de Potência

O transformador de potência possui o mesmo princípio de funcionamento de todos os transformadores citados anteriormente, ou seja, ele atua como o conversor de

diferentes níveis de tensão entre a fonte, ligada ao primário, e a carga alimentada, ligada no secundário. Podem ser encontrados na configuração monofásica ou trifásica, dependendo da necessidade específica que ele será empregado.

A Figura 2.16 ilustra os componentes externos e internos de um transformador de potência, sendo eles: buchas de alta e baixa tensão, radiadores ou trocadores de calor, tanque principal, tanque de expansão, painéis de controle e outros dispositivos. Essencialmente esse componentes são equipamentos mais complexos, dependendo da interação de diversos componentes para o seu funcionamento.

Figura 2.16 – Transformador de Potência



Fonte: SUNÉ (2003).

1. **Núcleo:** é constituído de lâminas para minimizar o efeito denominado por correntes de Foucault, no qual a indução de campo magnético alternado sobre o núcleo magnético tende a dar origem a correntes elétricas parasitas que ficam circulando e, assim, gerando perdas e aquecimento localizado.

O núcleo ferromagnético é organizado em colunas verticais, sendo que as principais abrigam blocos de bobinas e as colunas periféricas, denominadas de retorno, são para fechamento do circuito magnético. A Figura 2.17 mostra um exemplo de um núcleo laminado.

2. **Enrolamentos:** são as bobinas cilíndricas formadas por condutores de cobre retangulares convencionais ou transpostos, podendo ser isolados com papel ou envernizados. As bobinas apresentam um arranjo físico que pode ser do tipo helicoidal, em camadas, discos contínuos ou discos entrelaçados.

A relação entre o número de espiras dos diversos enrolamentos do transformador define seus níveis de tensão de operação, havendo a possibilidade de se fazer bobinas

Figura 2.17 – Núcleo Laminado de um Transformador de potência



Fonte: Prange (2018).

com terminais intermediários, denominados por taps. Esses terminais podem ser comutados, com a limitação de que o transformador esteja sem tensão ou até mesmo com o transformador operando sob carga mediante a utilização de chaves comutadoras de características especiais (comutador sob carga).

3. **Tanque principal:** trata-se do tanque de aço o qual é preenchido com óleo isolante. É nesse espaço que a parte ativa, conjunto formado pelas bobinas e o núcleo, é imersa. O tanque pode ser dotado de blindagens nas paredes internas, para minimizar o aumento da temperatura do aço causado pela circulação de correntes parasitas, resultantes do fluxo de dispersão gerado na parte ativa.

O óleo isolante possui duas funções nesse cenário: impregnar o papel isolante de forma a conferir características dielétricas especiais ao sistema isolante do transformador e circular através dos enrolamentos, de forma a permitir a remoção do calor gerado durante o funcionamento do transformador, assim dissipando as perdas nos enrolamentos e núcleo.

4. **Tanque de expansão de óleo:** esse compartimento permite a expansão do volume de óleo do transformador por conta das variações de temperatura as quais o equipamento é submetido. Normalmente o tanque é provido de uma bolsa de borracha que auxilia no sistema de selagem do transformador.
5. **buchas:** são dispositivos de porcelana que têm a finalidade de isolar os terminais das bobinas do tanque do transformador. Normalmente, as buchas com classe de tensão superior a 13,8kV são do tipo condensivas, onde, no interior do corpo de porcelana, há uma envoltória de papel e filme metálico imersos em óleo isolante, formando um capacitor.
6. **Comutador de tap sob carga:** dispositivo eletromecânico que propicia a variação dos níveis de tensão através da mudança dos terminais dos enrolamentos de regulação, sem que o transformador seja desligado. A Figura 2.18 ilustra um exemplo de comutador sob carga de um transformador de potência.

Figura 2.18 – Comutador de Tap



Fonte: Manual Trafo - Union (1986).

7. **Acionamento do comutador sob carga:** dispositivo eletromecânico que propicia a variação dos níveis de tensão através da mudança dos terminais dos enrolamentos de regulação, sem que o transformador seja desligado.
8. **Radiadores/Trocadores de calor:** instalados na parte externa do tanque, fazem a circulação do óleo isolante através de aletas que, em contato com o ar ambiente, diminuem a temperatura do óleo. A circulação pode ser do tipo natural (ONAN – óleo natural, ar natural), com ar forçado através de motoventiladores nos radiadores (ONAF – óleo natural, ar forçado), com motobombas para aumentar o fluxo de óleo (OFAF – óleo forçado, ar forçado), com sistema de óleo dirigido nas bobinas (ODAF – óleo dirigido, ar forçado) ou mesmo com trocadores de calor que utilizam água como meio refrigerante ao invés do ar ambiente (OFWF – óleo forçado, água forçada)
9. **Painel de Controle:** é o local onde estão instalados os dispositivos de interface que permitem o controle e a monitoramento do funcionamento do transformador ao centro de operação da subestação, como temperatura, corrente, monitoração de gases, descargas parciais, etc.
10. **Secador de ar:** faz a retirada de umidade do interior do transformador utilizando sílica-gel.
11. **Termômetros:** medem a temperatura dos enrolamentos e do óleo do transformador.

Apesar desses componentes aqui descritos se aplicarem a qualquer tipo de transformador, cada equipamento possui características construtivas específicas, não havendo, a menos daqueles fabricados na mesma série, transformadores idênticos. Vale lembrar também que há diferentes tipos de construção, no que diz respeito à quantidade de enrolamentos, sistema de comutação, refrigeração, dimensões, etc.

3 MANUTENÇÃO PREVENTIVA E DIAGNÓSTICO DE FALHAS

Atividades que hoje são denominadas como manutenção sempre existiram na história da humanidade, mesmo nos tempos primórdios. Porém, o termo manutenção começou a ser conhecido por volta do século XVI, na Europa Central, com o surgimento dos primeiros teares e relógios mecânico, quando apareceram os primeiros mecânicos para realizar a montagem e assistência técnica destes equipamentos (VIANA, 2002).

A ininterrupta evolução industrial e tecnológica iniciou-se em meados do século XVIII na Inglaterra, com o surgimento da primeira máquina a vapor construída por Thomas Newcomen. A partir desse momento histórico iniciou-se a necessidade de criar processos e métodos sistemáticos para cuidar e manter os equipamentos.

Neste período nasce o conceito da manutenção industrial, do latim *manus tenere*, "manter o que se tem"(VIANA, 2002), momento em que os operadores começaram a ser treinados para também manter suas máquinas. O desenvolvimento do conceito de manutenção acompanhou a evolução técnico-industrial da humanidade e se desenvolveu conforme as mudanças que foram ocorrendo no mundo.

Podemos classificar a história da manutenção industrial em três eras, como apresentado na Tabela 3.1 (GURSKI, 2002):

Tabela 3.1 – Evolução da Manutenção.

EVOLUÇÃO DA MANUTENÇÃO		
Primeira Geração - 1930	Segunda Geração - 1970	Terceira Geração - 2000
AUMENTO DA EXPECTATIVA EM RELAÇÃO À MANUTENÇÃO		
Conserto após a falha.	Disponibilidade crescente; Maior vida útil do equipamento.	Maior disponibilidade e confiabilidade; Melhor custo-benefício; Melhor qualidade dos produtos;
MUDANÇA NAS TÉCNICAS DE MANUTENÇÃO		
Conserto após a falha.	Computadores grandes e lentos; Sistemas manuais de planejamento e controle do trabalho; Monitoração por tempo.	Monitoração de condição. Projetos voltados para confiabilidade e manutenção; Análise de risco; Computadores pequenos e rápidos; Softwares potentes; Análises de modos e efeitos das falhas (FMEA); Grupos de trabalho multidisciplinares.

Fonte: Gurski (2002).

Logo pode-se definir manutenção como toda atividade que se realiza através de processos diretos ou indiretos nos equipamentos, obras ou instalações, com a finalidade de assegurar-lhes condições de cumprir, com segurança e eficiência, as funções para as quais foram fabricados ou construídos.

3.1 Classificação dos Tipos de Manutenção

Em uma visão geral as atividades de manutenção dividem-se em dois grupos, sendo eles manutenção Preventiva e manutenção Corretiva, porém alguns autores divergem quanto à classificação dos tipos de manutenção, atribuindo novas classificações.

Siqueira (2005), classifica outros dois métodos como fazendo parte do objetivo da manutenção, sendo estes:

- Manutenção Proativa;

- Manutenção Detectiva.

Para Kardec e Nascif (2009), os principais tipos de manutenção são:

- Manutenção Corretiva não Planejada;
- Manutenção Corretiva Planejada;
- Manutenção Preditiva;
- Manutenção Detectiva;
- Engenharia da Manutenção.

De acordo com Xenos (2004), podem existir diferentes maneiras de classificar os vários métodos de manutenção e contribui adicionando mais uma classificação, sendo ela:

- Manutenção Produtiva.

Os tipos de manutenção, catalogados até hoje, possuem suas características próprias, como também, formas diferentes de analisar os dados obtidos. Por mais que muitos autores abordam os vários tipos de manutenção possíveis, observa-se que há um consenso em torno das seguintes classificações:

- **Manutenção Preventiva:** É todo serviço programado de controle, conservação e restauração dos equipamentos, obras ou instalações, executados com a finalidade de mantê-los em condições satisfatórias de operação, como também para prevenir contra possíveis ocorrências que acarretam a sua indisponibilidade (MILASCH, 1984).
- **Manutenção Corretiva:** É todo serviço executado em equipamentos, obras e instalações com a finalidade de corrigir as causas e efeitos motivados por ocorrência constatada que acarretam, ou possam acarretar, sua indisponibilidade em condições quase sempre não programadas. A manutenção corretiva subdivide-se em manutenção corretiva de emergência, urgência e programada (MILASCH, 1984).
- **Manutenção Preditiva:** São todos os testes executados em equipamentos, obras e instalações com a finalidade de analisar os dados, obtidos durante o monitoramento do equipamento ou sistema, indicando o problema e permitindo que a equipe de manutenção entre em ação previamente (MILASCH, 1984).

3.2 Manutenção Preditiva

A Manutenção Preditiva surge com um conceito evoluído da manutenção preventiva, em que, em vez das ações de manutenção, em intervalos de tempo definidos para a troca de componentes, tem-se ações de inspeção do equipamento ou sistema, em intervalos de tempo menor (periódicos) para um acompanhamento do mesmo. Por exemplo, na área mecânica a manutenção preditiva monitora a vibração do maquinário rotativo para detectar problemas incipientes e evitar falhas catastróficas. Na área elétrica, a manutenção preditiva monitora as imagens, através da inspeção termográfica de circuitos, chaves elétricas, motores, entre outros equipamentos elétricos para detectar problemas em desenvolvimento (ponto quente).

Manutenção preditiva é a que indica as condições reais de funcionamento das máquinas com base em dados que informam os seus desgastes ou processo de degradação. Trata-se da manutenção que prediz o tempo de vida útil dos componentes das máquinas

e equipamentos, como também, as condições para que esse tempo de vida seja bem aproveitado.

3.2.1 Parâmetros da Manutenção Preditiva

O objetivo da manutenção preditiva é: prevenir falhas nos equipamentos ou sistemas através de acompanhamento de parâmetros diversos, com o intuito de permitir a operação contínua do equipamento pelo maior tempo possível (GURSKI, 2002).

Manutenção preditiva, refere-se parâmetros que podem ser acompanhados, através de aparelhos adequados capazes de registrar vários fenômenos. Com base no conhecimento e análise dos parâmetros, torna-se possível indicar, com antecedência, eventuais defeitos ou falhas nas máquinas e equipamentos.

Os principais parâmetros analisados em uma manutenção preditiva estão listados na tabela Tabela 3.2 abaixo:

Tabela 3.2 – Parâmetros da Manutenção Preditiva.

Parâmetros da Preditiva
Análise de lubrificantes;
Temperatura;
Vazão;
Vibração;
Pressão;
Desempenho ou performance (Cargas Cíclicas);
Aceleração, velocidade;
Corrente (A);
Tensão (V);
Resistência (Ω);
Defeitos superficiais (trincas, corrosões, fissuras);
Aspectos visuais.

Fonte: Gurski (2002).

A manutenção preditiva, geralmente, adota vários métodos de investigação para poder intervir nas máquinas e equipamentos. Entre os vários métodos destacam-se os seguintes: estudo das vibrações, análise dos óleos, análise do estado das superfícies e análises estruturais de peças.

3.2.2 Análise dos óleos

Análise de óleo é um dos métodos de manutenção preditiva mais utilizado nas indústrias tem como objetivo economizar lubrificantes e sanar possíveis defeitos através do grau de degradação ou de contaminação dos óleos. É a análise que vai dizer se o óleo de uma máquina ou equipamento precisa ou não ser substituído, quando isso deverá ser feito, como também detectar possíveis defeitos.

A análise de óleo é um tipo de análise química, que só pode ser realizada em laboratório devidamente equipado. Entre os instrumentos e equipamentos utilizados há viscosímetros, centrífugas, fotômetros de chama, peagômetros, espectrômetros, microscópios etc. O laboratorista, usando técnicas adequadas, determina as propriedades dos óleos e o grau de contaminantes neles presentes.

No geral as principais propriedades dos óleos de interesse em uma análise são:

- Índice de viscosidade;
- Índice de acidez;
- Índice de alcalinidade;
- Ponto de fulgor;
- Ponto de congelamento;
- Resíduos de carbono;
- Partículas metálicas;
- Água;
- Gases.

3.3 Análise de óleo isolante de Transformadores

O óleo isolante contribui para um diagnóstico do estado dos transformadores, uma vez que, estando em contato com os principais componentes ativos desse equipamento, nele irão se refletir os fenômenos térmicos e elétricos associados a possíveis alterações do comportamento do transformador (PEREIRA, 2013).

A análise de óleo isolante vem adquirindo uma predominância grande no diagnóstico de falhas e na análise do estado de conservação dos equipamentos, tendo se desenvolvido regras para interpretação dos parâmetros dos óleos com caráter normativo. O método, basicamente, se dá de duas formas:

- Análise de propriedades físico-químicas;
- Análise de gases dissolvidos (cromatográfica).

Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT, 2017) não é possível estabelecer uma regra em comum sobre a periodicidade para realizar uma análise de óleo em equipamentos em geral. Portanto, as análises devem ser realizadas com uma periodicidade de acordo com os critérios do utilizador. Recomenda-se analisar o tipo, a função, a classe de tensão, além das condições do transformador e do próprio óleo isolante, para definir a periodicidade.

3.3.1 Propriedades físico-químicas

A isolação sólida e líquida de um transformador deteriora pela presença de contaminadores como ferro, cobre, água, entre outros. A deterioração da isolação dá origem a outros produtos como a água, tendo como consequência o enfraquecimento da função dielétrica do óleo, deixando-o vulnerável a descargas parciais, ionização, condução e por fim falha na isolação. Portanto, o monitoramento do transformador, através de uma análise físico-química do óleo isolante, tem como principal função determinar e acompanhar a deterioração e degradação do mesmo.

3.3.2 Parâmetros da análise físico-química

Os parâmetros utilizados para uma análise de propriedades físico-químicas são estabelecidos pela NBR 10576 (Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes

para supervisão e manutenção). Os ensaios mais comuns para óleo mineral isolante, resumidamente, são:

- Rigidez dielétrica: Indica a capacidade do líquido isolante em resistir à tensão elétrica sem falhar. É indicado para evidenciar a presença de agentes contaminantes, como água, sujeira, fibras celulósicas úmidas ou partículas condutoras no líquido, podendo um ou mais estarem presentes em concentração significativa quando as tensões de ruptura forem baixas (MILASCH, 1984).
- Índice de neutralização (acidez): Indica a quantidade de componentes ácidos presentes no óleo, tais componentes são derivados da deterioração do óleo. Os primeiros produtos derivados da deterioração são os hidroperóxidos, em seguida formam-se os ácidos em conjuntos com outros compostos. Os derivados finais formam a borra. Quando o óleo atinge o estado final de formação de borra, as condições de sua deterioração estão muito avançadas, sendo necessária à sua substituição ou recuperação (MILASCH, 1984).
- Tensão interfacial (TIF): É a tensão na interface óleo-água. Os produtos de deterioração do óleo e os contaminantes polares solúveis provenientes da decomposição de isolação sólida e dos corpos com os quais o óleo entra em contato provocam o abaixamento da TIF do óleo. A determinação da tensão interfacial é muito importante na detecção da fase inicial da deterioração da isolação (MILASCH, 1984).
- Fator de Potência (Perdas dielétricas): podem ser descritas como sendo a quantidade de energia que é perdida na forma de calor pela substância isolante. O óleo isolante, assim como um capacitor, deve bloquear totalmente a corrente elétrica que o percorre. Porém, na prática, ele permite um componente de corrente elétrica resistivo, que dissipa energia via efeito Joule (MORGADO, 2019).
- Teor de umidade (água): É a relação entre o peso da água existente em certa massa do óleo isolante. A determinação do teor de umidade na isolação líquida pode dar uma ideia do estado de evolução do processo de deterioração e também da isolação sólida (MILASCH, 1984).
- Cor: Tem por finalidade verificar a cor do óleo, determinada pela luz transmitida. A classificação da cor é feita comparando-se a cor do óleo com as cores de uma escala-padrão numerada de 0 a 8 (MILASCH, 1984).
- Densidade: é usada para identificação do tipo de óleo (MILASCH, 1984).
- Aspecto visual: Este parâmetro, refere-se à aparência do óleo, analisando a existência de partículas sólidas e gotículas de água em suspensão (MILASCH, 1984).

3.3.3 Resultados dos parâmetros da análise físico-química

Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT estabelece os resultados esperados dos parâmetros analisados através dos testes físico-químicas. Os valores de referência para os parâmetros descritos podem ser observados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Parâmetros da análise Físico Químico de Óleo.

Características	Unidade	Uso	
		Equipamento Novo	Equipamento em Uso
Rigidez Dielétrica	kv/mm	≥ 80	≥ 60
Índice de Neutralização (Acidez)	$mg.KOH/g$	$\leq 0,03$	$\leq 0,15$
Tensão interfacial (TIF)	mN/m	≥ 40	≥ 25
Fator de Potência (Perdas Dielétricas)	%	$\leq 0,5$	≤ 12
Teor de Umidade (Água)	Ppm	≤ 10	≤ 20
Cor	-	≤ 1	≤ 1
Densidade	g/cm^3	$\geq 0,861 - \leq 0,900$	$\geq 0,861 - \leq 0,900$
Aspecto Visual	-	Claro e isento de materiais em suspensão	

Fonte: ABNT (2017).

Caso haja anormalidade nos parâmetros a ABNT recomenda que sejam tomadas as ações de recondicionamento ou regeneração (troca de óleo).

O recondicionamento consiste na redução das partículas de água e também de alguns gases dissolvidos no óleo. A realização do recondicionamento se dá por meio de processos físicos, dentre eles a filtração, centrifugação e o tratamento termovácuo (ABNT, 2017).

Já a regeneração do óleo isolante consiste na remoção de seus contaminantes polares, podendo ocorrer basicamente de duas formas: por percolação ou por contato. Após o processo de regeneração, e antes da reativação do transformador, recomenda-se que os aditivos do óleo sejam renovados, pois os inibidores e passivadores de metais podem ser reduzidos ou removidos com a realização do processo (ABNT, 2017).

Através dos resultados obtidos pela realização da análise físico-química de óleo de transformador há a possibilidade de avaliar a qualidade dos fluidos isolantes utilizados nos equipamentos elétricos a fim de identificar quaisquer alterações significativas nos parâmetros avaliados e programar manutenções e correções quando pertinente.

3.4 Análise de gases dissolvidos (cromatográfica)

O óleo mineral isolante de um transformador é constituído de uma mistura de hidrocarbonetos em sua maioria, e de não-hidrocarbonetos, também chamados de heterocompostos, em pequena proporção (MILASCH, 1984). Essas ligações podem ser quebradas, por condições térmicas ou falhas elétricas, ocasionando liberação de alguns íons que recombinam-se com outras moléculas, gerando novos elementos químicos, os gases.

Em condições normais de operação, a isolação de um transformador libera gases combustíveis e não-combustíveis. Entre os gases combustíveis consideram: monóxido de carbono (CO), hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) e acetileno (C_2H_2). Os gases não-combustíveis que podem ser encontrados são: oxigênio (O_2), nitrogênio (N_2) e dióxido de carbono (CO_2) (MILASCH, 1984). Logo o método atual mais adequado para uma análise dos gases, citados anteriormente, gerados no transformador é a análise de gases dissolvidos em óleo (DGA) por cromatografia gasosa. A mesma é realizada em três etapas:

1. Coleta da amostra de óleo;

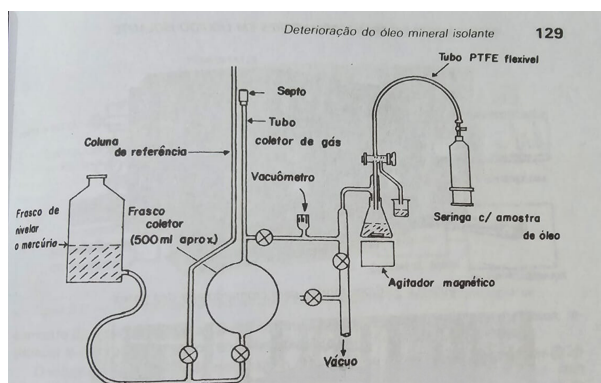
Figura 3.1 – Coleta de amostra de óleo do Transformador de Potência



Fonte: Autoria Própria

2. Extração dos gases da amostra de óleo;

Figura 3.2 – Aparelhagem para a extração de gases de óleo isolante



Fonte: Milasch (1984)

3. Análise dos gases extraídos da amostra de óleo (laudo técnico) conforme o Anexo A.

Por meio da análise é possível avaliar a condição de operação do isolamento do equipamento, com a detecção de eventuais processos de falha que possam estar ocorrendo, fazendo assim com que este método contribua para o aumento do tempo de vida útil dos transformadores.

3.4.1 Fontes da geração de gases no transformador.

A geração de gases nos transformadores pode ocorrer por sobreaquecimento, fontes externas ou fontes internas. De forma geral, a cromatografia permite a identificação dos seguintes processos de falhas:

- Descargas parciais (corona) e centelhamento – O efeito corona pode ocorrer nos ângulos dos condutores com uma tensão de cerca de 12kV. O centelhamento é uma descarga elétrica fraca com duração muito curta, um microssegundo ou menos (MILASCH, 1984).

As descargas parciais e centelhamento não possuem energia suficiente para a geração de altos níveis de gases ou degradação do papel.

- Arco elétrico – É uma descarga elétrica prolongada e intensa.
- Contaminação por gases do comutador – uma das mais comuns fontes externas de contaminação do óleo, por se tratar de contaminação do óleo do tanque principal por óleo do comutador.
- Contaminação do gás nitrogênio do colchão de gás de transformadores selados.
- Transformadores transportados com CO_2 .
- Sobreaquecimento do óleo durante processamento.

A existência de gases no óleo devido a essas e outras origens não significa uma condição de falha incipiente do transformador, porém a velocidade de produção de gases pode ser relacionada com uma possível falha, pois a quantidade de gases gerados é relacionada a quantidade de energia liberada.

Falhas que liberam pouca energia, como descargas parciais ou pontos quentes de baixa temperatura, produzem gases mais lentamente do que as falhas que provocam grande liberação de energia, como a ocorrência de altas temperaturas no núcleo (SUNÉ, 2003).

3.4.2 Método de diagnóstico de DGA

A análise de gás dissolvido (DGA) no óleo isolante é uma ferramenta amplamente empregada no diagnóstico do estado operacional dos transformadores (EECKHOUDT; AUTRU; LERAT, 2017). Através do diagnóstico pode - se traçar a melhor abordagem para tratar a possível falha, podendo ser uma nova coleta de óleo para acompanhamento ou uma parada programada para uma inspeção ou manutenção no transformador.

Existem vários métodos para realizar o diagnóstico de falhas incipientes no óleo de transformadores, a partir das relações entre os gases encontrados na detecção. As normas IEC 60599 (IEC, 2022) e IEEE C57.104 (IEEE..., 2019) relacionam alguns métodos disponíveis na literatura e reconhecido mundialmente, sendo eles: método do Gás-chave, método de Rogers, método de Dornenburg, método de Duval e o critério adotado pela a norma ABNT - NBR 7274/1982 proposto na IEC/IEEE.

3.4.2.1 Método Gás-Chave

O método do gás-chave fundamenta-se na observação dos gases mais significativos e suas proporções para o diagnóstico de falhas de transformadores de potência.

Esse método baseia-se no fato de que quando há uma falha incipiente em evolução no transformador, a concentração dos gases a ela associada ultrapassa os valores normais de degradação da isolação dos estabelecidos em ensaios de laboratórios. O gás mais significativo relativo a cada falha é chamado de gás-chave (MILASCH, 1984).

As principais falhas relacionadas ao método de gás-chave, conforme Milasch (1984), são: arco elétrico, descargas parciais, óleo superaquecido, celulose superaquecida e eletrólise.

As principais características são apresentadas na Tabela 3.4:

Tabela 3.4 – Critério de Diagnóstico do Método do Gás Chave

Falha	Gás-Chave	Critério	Percentual do gás
Arco Elétrico	Acetileno	A Grande quantidade de hidrogênio e acetileno são produzidas, com pequenas quantidades de metano e etileno. Dióxido e monóxido de carbono também podem ser formados caso a falha envolva a celulose	H_2 : 60% C_2H_2 : 30%
Descargas Parciais	Hidrogênio	Descargas elétricas de baixa energia produzem hidrogênio e metano, com pequenas quantidades de etano e etileno. Quantidades comparáveis de monóxido e dióxido de carbono podem resultar de descargas em celulose.	H_2 : 85% CH_4 : 13%
Óleo superaquecido	Etileno	Os produtos de composição incluem etileno e metano, juntamente com quantidades menores de hidrogênio etano. Traços de acetileno podem ser formados se a falha for severa ou se envolvem contatos elétricos.	C_2H_4 : 63% C_2H_6 : 20%
Celulose superaquecida	Monóxido de carbono	Grandes quantidades de dióxido e monóxido de carbono são liberados da celulose superaquecida. Hidrocarbonetos gasosos, como metano e etileno, serão formados se a falha envolver uma estrutura impregnada em óleo.	CO : 92%
Eletrólise	Hidrogênio	A decomposição eletrolítica da água ou a decomposição da água associada à ferrugem resulta na formação de grandes quantidades de hidrogênio, com pequenas quantidades dos outros gases combustíveis.	H_2 : 99,9%

Fonte: Milasch (1984).

3.4.2.2 Método de Rogers

O Método de Rogers baseia-se na relação entre as concentrações de alguns gases, sendo eles: Hidrogênio, Metano, Acetileno, Etileno e Etano.

O método é composto por duas tabelas a Tabela 3.5 e Tabela 3.6. Na Tabela 3.5 em função dos valores obtidos para as relações gasosas é encontrado um código, por meio da combinação destes códigos, é determinado o diagnóstico da situação de operação encontrada no transformador (ROGERS et al., 1973).

Tabela 3.5 – Especificação dos códigos do método Rogers.

Relação de Gases	Faixa de Variação	Código
CH_4/H_2	$\leq 0,1$	5
	$0,1 < CH_4/H_2 < 1$	0
	$0,1 \leq CH_4/H_2 < 3$	1
	≥ 3	2
C_2H_6/CH_4	< 1	0
	≥ 1	1
C_2H_4/C_2H_6	< 1	0
	$1 \leq C_2H_4/C_2H_6 < 3$	1
	≥ 3	2
C_2H_2/C_2H_4	$< 0,5$	0
	$0,5 \leq C_2H_2/C_2H_4 < 3$	1
	≥ 3	2

Fonte: Rogers et al. (1973).

Os tipos de falhas diagnosticáveis podem ser: normal, descarga de baixa energia, descarga de alta energia, e três tipos de falhas térmicas (para diferentes faixas de temperaturas), e podem ser obtidos após calcular as razões dos gases e aplicar as restrições das faixas limites dos gases que levam à identificação, como ilustrado na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Diagnóstico de falhas do método Rogers.

Diagnóstico	CH_4/H_2	C_2H_6/CH_4	C_2H_4/C_2H_6	C_2H_2/CH_4
Nenhuma falha.	0	0	0	0
Descargas parciais com baixa densidade de energia.	5	0	0	0
Descargas parciais com alta densidade de energia, possivelmente com formação de caminho de arco.	5	0	0	1
Descargas de baixa energia: arco sem potência.	0	0	0	1
Descargas de baixa energia: centelhamento contínuo para potencial em flutuação.	0 0	0 0	1 1	1 2
Descargas de alta energia: arco com potência.	0 0	0 0	2 2	1 2
Sobreaquecimento de condutor isolado.	0	0	1	0
Falha térmica baixa T 150 °C.	0	1	0	0
Falha térmica média (100 T 200) °C.	0 1 2	1 1 1	0 0 0	0 0 0
Falha térmica (150 T 300) °C, sobreaquecimento do cobre por correntes parasitas.	1	0	1	0
Falha térmica (300 T 700) °C, maus contatos (formação de carbono pirolítico de corrente no núcleo e/ou no tanque).	1 2	0 0	2 2	0 0

Fonte: Rogers et al. (1973).

Quando utilizado esse método, uma nova análise de gases e investigação deve ser realizada, caso existam combinações de razões que resultem em falhas não reconhecidas (sem diagnóstico).

3.4.2.3 Método de Dornenburg

Baseia-se nas relações CH_4/H_2 , C_2H_2/C_2H_4 , C_2H_6/C_2H_2 e C_2H_2/CH_4 . Este critério é capaz de identificar três tipos de falhas: superaquecimento local (pontos quentes), descargas parciais e outros tipos de descargas (falhas elétricas). O critério de identificação de falha do método de Doernenburg está apresentado na Tabela 3.7 (IEEE... , 2019).

Tabela 3.7 – Método de identificação de falha de Doernenburg

Falhas	Relações entre concentrações de gases			
	Relações Principais		Relações Auxiliares	
	CH_4/H_2	C_2H_2/C_2H_4	C_2H_6/C_2H_2	C_2H_2/CH_4
Pontos Quentes	> 1	$< 0,75$	$> 0,4$	$< 0,3$
Descarga Parcial	$< 0,1$	***	$> 0,4$	$< 0,3$
Outros tipos de descargas	$0,1 < CH_4/H_2 < 1$	$> 0,75$	$< 0,4$	$> 0,3$

Fonte: IEEE... (2019).

O critério original estabelecido por Dornenburg não contemplava o diagnóstico positivo, ou seja, de condições normais do isolamento. Para o método ser eficaz, sugere-

se a utilização da Tabela 3.8 para identificação de condições normais de operação do transformador e para a validação do método de Dornenburg (MILASCH, 1984).

Tabela 3.8 – Limites de Concentração de Gases para Validação.

Gás	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Concentração (ppm)	100	120	65	50	35

Fonte: IEEE... (2019) .

3.4.2.4 Método de Duval

Michel Duval desenvolveu o método na década de 1960 usando como base de dados o resultado de milhares de diagnósticos de DGA e falhas em transformadores. O Método dos Triângulos de Duval se mostrou preciso e confiável ao longo dos anos (RECLAMATION, 2005).

O método consiste no mapeamento de um triângulo equilátero em zonas de falhas. Plota-se a porcentagem de um gás que pode ser o acetileno, etileno ou metano em uma aresta do triângulo, sendo então traçada uma reta paralela as marcações de 0 até 100% feitas nesta aresta. Repete-se o procedimento para as outras duas arestas/gases restantes. O ponto de intersecção das três arestas estará localizado em uma zona do triângulo que representa uma falha (RECLAMATION, 2005).

É necessário conhecer a concentração percentual dos gases para que se possa utilizar este método. O cálculo se dá pela divisão da concentração em partes por milhão de cada gás (acetileno, etileno e metano) pela soma da concentração dos três também em ppm. Multiplica-se então por 100% para se obter o valor percentual (DUVAL, 2002).

As equações a seguir representam as concentrações como mencionado:

- Concentração percentual de metano:

$$\%CH_4 = \frac{100\% \times x}{x + y + z} \quad (3.1)$$

- Concentração percentual de etileno:

$$\%C_2H_4 = \frac{100\% \times y}{x + y + z} \quad (3.2)$$

- Concentração percentual de acetileno:

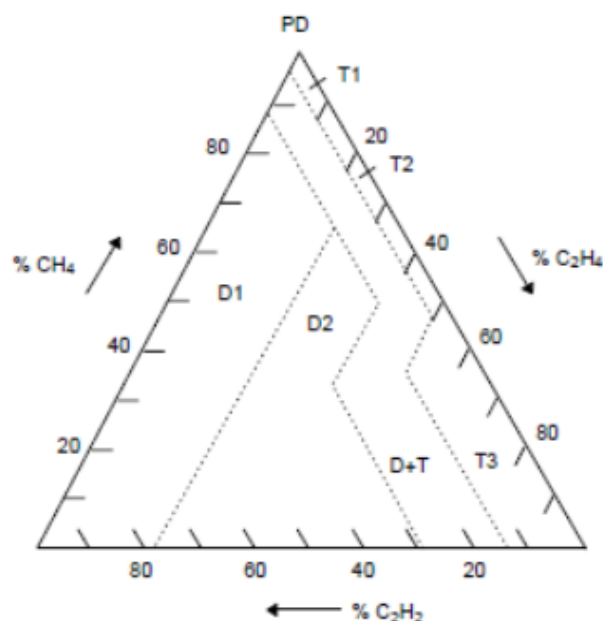
$$\%C_2H_2 = \frac{100\% \times z}{x + y + z} \quad (3.3)$$

Onde:

- x: concentração CH_4 em ppm;
- y: concentração C_2H_4 em ppm;
- z: concentração C_2H_2 em ppm.

A Figura 3.3 representa o Triângulo de Duval mapeado com as zonas de falhas:

Figura 3.3 – Triângulo de Duval



Fonte: CIRED (2017)

Os códigos apresentados no triângulo representam uma condição de falha, descritos abaixo:

- D2: descargas de alta energia;
- D1: descargas de baixa energia;
- DT: Mistura de falhas elétricas e térmicas;
- PD: descargas parciais;
- T1: falha térmica, $T < 300$ °C;
- T2: falha térmica, $(300 < T < 700)$ °C;
- T3: falha térmica, $T > 700$ °C.

3.4.2.5 Método adotado pela a norma ABNT - NBR 7274/1982

A norma ABNT (1982) sugere a utilização de um critério semelhante ao método de Rogers, com algumas variações nos limites das relações de concentração de gases e alterações na interpretação dos valores obtidos para o diagnóstico, como ilustrado na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Diagnóstico de falhas NBR 7274 (ABNT, 1982)

Caso	Defeito característico	Relação (ver nota a)			Exemplos típicos
		C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	
1	Sem defeito	0	0	0	Envelhecimento normal.
2	Descargas parciais de pequena densidade de energia	0 mas não significativo	1	0	Descargas nas bolhas de gás resultantes de impregnação incompleta, de supersaturação ou de alta umidade.
3	Descargas parciais de alta densidade de energia	1	1	0	Como acima, porém provocando arvorejamento ou perfuração da isolamento sólida.
4	Descargas parciais de energia reduzida (nota c)	1-2	0	1-2	Centelhamento contínuo no óleo devido a más conexões de diferentes potenciais ou potenciais flutuantes. Ruptura dielétrica do óleo entre materiais sólidos.
5	Descargas de alta energia	1	0	2	Descargas de potência. Arco. Ruptura dielétrica do óleo entre enrolamentos, entre espiras ou entre espira e massa, corrente de interrupção no seletor.
6	Sobreaquecimento ($150 < T < 300$) °C (nota d)	0	2	0	Sobreaquecimento local do núcleo devido a concentrações de fluxo. Pontos quentes de temperatura crescente, desde pequenos pontos no núcleo,
7	Sobreaquecimento ($300 < T < 700$) °C	0	2	1	sobreaquecimento do cobre devido a correntes de Foucault, maus contatos (formação de carbono por pirólise) até pontos quentes devido a correntes de circulação entre núcleo e carcaça.
8	Sobreaquecimento $T > 700$ °C (nota e)	0	2	2	

Fonte: ABNT (1982)

A tabela ilustrada pela Figura 3.4 é preenchida levando em consideração as seguintes notas (ABNT, 1982):

1. O código utilizado para as relações é dado abaixo, sendo que, para efeito de codificação, as relações com denominador igual a zero são consideradas iguais a zero:

Figura 3.5 – Relações características entre gases.

Relação entre os gases característicos (R)	Código		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
$0,1 > R$	0	1	0
$0,1 \geq R \geq 1$	1	0	0
$1 \geq R \geq 3$	1	2	1
$3 < R$	2	2	2

Fonte: ABNT (1982)

2. Os valores dados para as relações devem ser considerados apenas como típicos.
3. Nesta tabela a relação C_2H_2/C_2H_4 se eleva de um valor compreendido entre 0,1 e 3 a um valor superior a 3 e a relação C_2H_4/C_2H_6 de um valor compreendido entre 0,1 e 3 a um valor superior a 3 quando a intensidade da descarga aumenta.
4. Este tipo de falha é indicado normalmente por um aumento da concentração dos gases. A relação CH_4/H_2 é normalmente da ordem de 1; o valor real superior ou inferior à unidade depende de numerosos fatores, tais como o tipo de sistema de preservação do óleo, a temperatura e a qualidade do óleo.
5. Um aumento da concentração de C_2H_2 pode indicar que a temperatura do ponto quente é superior a 1000 °C.

6. Os transformadores equipados com comutador de tensões sob carga podem indicar falhas do tipo 202/102 se os gases gerados pela decomposição do óleo formados no comutador puderem se difundir no óleo do tanque principal do transformador.
7. Na prática podem ocorrer combinações de relações diferentes da tabela. Para estes casos deve-se considerar a taxa de evolução.

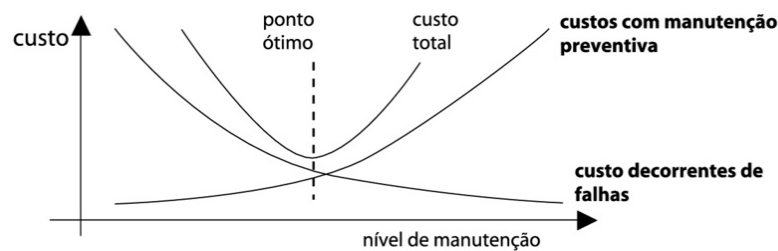
4 ANÁLISE DAS FALHAS DOS TRANSFORMADORES

A decisão de realizar ou não atividades de manutenção é profundamente influenciada pelos custos associados. A redução do desempenho do equipamento, que traz a diminuição da qualidade e da produtividade, pode ser evitada com políticas adequadas de manutenção que garantam a eficiência do equipamento. A falta dessas políticas, além da redução da capacidade do processo, acarreta paradas efetivas do equipamento, reduzindo a sua disponibilidade. A disponibilidade dos equipamentos depende da confiabilidade e da manutenibilidade por eles apresentadas (WILLIAMS; DAVIES; DRAKE, 1994).

O ponto central de discussão reside na abordagem adotada para analisar esses custos. Torna-se essencial demonstrar que o investimento realizado em programas de manutenção não apenas reduz os custos de reparo de máquinas, mas também minimiza os custos relacionados à parada das operações. Em última análise, é crucial apresentar a ideia de que o recurso alocado para programas de manutenção representa um investimento estratégico.

Segundo Marcorin e Lima (2003), ao tomar a manutenção como premissa para a redução dos custos da produção, deve-se definir a melhor política a ser adotada para a otimização dos custos. Essa análise pode ser observada no gráfico clássico, mostrado na Figura 4.1, que ilustra a relação entre o custo com manutenção preventiva e o custo da falha. Entre os custos decorrentes da falha estão, basicamente, as peças e a mão-de-obra necessárias ao reparo e, principalmente, o custo da indisponibilidade do equipamento.

Figura 4.1 – Gráfico custos versus nível de manutenção

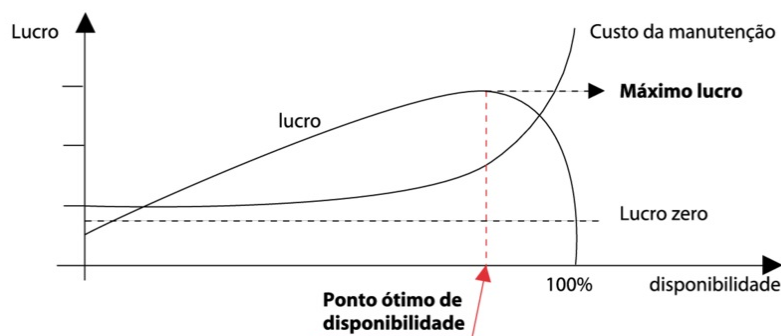


Fonte: Mirshawa & Olmedo, 1993

Ao analisarmos o gráfico da Figura 4.1, é possível observar que ao se investir de forma crescente em manutenções preventivas, os custos decorrentes de falhas tendem a diminuir, e por consequência se obtém uma redução no custo total da manutenção, considerando a soma dos gastos das manutenções preventivas e falhas do equipamento. Entretanto, o gráfico mostra também que, a partir do momento que se ultrapassa o ponto ótimo, ou seja, investe-se além do necessário em manutenções preventivas, essas aplicações trazem poucos benefícios para a redução dos custos da falha e acabam elevando o custo total.

Esse dilema foi estudado por Murty e Naikan (1995), que trabalham os limites da disponibilidade e apresentam um modelo matemático para o cálculo do ponto ótimo de disponibilidade, como mostrado no gráfico da Figura 4.2.

Figura 4.2 – Gráfico lucro versus disponibilidade.



Fonte: Murty & Naikan, 1995

O gráfico da Figura 4.2 mostra que a busca por falha zero requer gastos exorbitantes com manutenção, tendo como consequência a redução do lucro da operação. Encontrar o ponto ótimo de disponibilidade, em que o custo da manutenção proporciona uma disponibilidade capaz de gerar o máximo lucro possível para a operação, é o maior desafio na gestão da manutenção, como afirma (CABRITA, 2002).

Nesse contexto, a manutenção deve garantir a produtividade e o lucro dos negócios da empresa com o menor custo possível. Sendo assim, os programas de manutenção dos equipamentos que compõem o sistema de produção e manutenção da empresa devem ser cumpridos à risca, para evitar manutenções corretivas que tendem a ser dispendiosas.

Considerando o cenário abordado, um sistema de potência adequado é de extrema importância para o funcionamento eficiente de produção da empresa em questão, principalmente, os transformadores de potência responsáveis pela alimentação elétrica dos fornos de redução a arco elétrico, necessários para reduzir a matéria prima a ligas metálicas, como também, os transformadores de potência responsáveis pela alimentação geral da fábrica.

A produção é geralmente realizada durante 24 horas por dia, influenciando assim, no funcionamento e na vida útil dos equipamentos. Os transformadores, que operam sem parar, necessitam de um plano de manutenção completo e eficaz.

Uma das operações contidas no programa de manutenção preditiva dos transformadores é a coleta do óleo mineral isolante, com a finalidade de enviar as amostras para os laboratório especializados realizarem a análise físico-química e gás-cromatográfica. Conforme os resultados é possível avaliar as condições internas bem como a performance operacional de todos os transformadores da fábrica.

Os gases combustíveis críticos constituem um indicador importante do risco de falha em um transformador, podendo ser originados em razão da formação de arcos elétricos, da ocorrência de descargas parciais e também devido a pontos de sobreaquecimento ou refrigeração inadequada. Por isso é importante um monitoramento contínuo com acompanhamento dos gases combustíveis críticos produzidos no meio isolante líquido do transformador.

Nesse cenário, pode-se fazer uma análise das amostras de óleo coletadas, visando demonstrar como é realizado essa análises e quais são as possíveis falhas e causas para a alteração dos parâmetros do óleo isolante desses transformadores. Assim como podemos analisar os custos da manutenção não planejada realizada nesses casos, comparado ao que

poderia ter sido economizado se processo de manutenção estivesse ocorrendo da forma correta.

4.1 Caso 01

O primeiro caso abordado relata uma falha em um transformador de potência denominado de transformador A. O mesmo faz parte de um conjunto de três transformadores monofásicos de 6MVA de potência, operando em triângulo, somando um total de 18MVA, responsável por alimentar um forno de redução a arco elétrico.

As principais características construtivas do transformador A são: óleo mineral como meio isolante; comutador sob carga de TAP com 33 posições; A operação do comutador é realizada de forma automática e com o transformador ainda sob carga; entre outros.

O transformador A, localizado em uma das fases de alimentação elétrica de um dos fornos, foi o primeiro equipamento entre todos os instalados na fábrica a falhar. Devido a isso, antes da falha, esse transformador foi monitorado por aproximadamente um ano, no período de setembro de 2010 a agosto de 2011. Nesse intervalo, as análises das amostras de óleo mineral isolante indicavam gases combustíveis acima dos limites recomendado.

Em uma tentativa de resolução do problema, foi realizada uma regeneração do óleo, o que na época parecia ter resolvido o problema. Mas como essa decisão foi tardia, em agosto de 2011 após um desligamento do forno devido a um vazamento de água, o mesmo desligou novamente após tentarem reativar. Isso ocorreu devido a atuação do relé de gás (tipo Buchholz). Foi constatado que houve uma grande geração de gás, que pôde ser percebida através do cheiro que exalou, fazendo com que o relé tirasse o forno de operação.

Normalmente, esse tipo de atuação do relé Buchholz se dá quando ocorre um arco elétrico de alta intensidade dentro do transformador. Nesta situação, a acumulação de gás é muito rápida e o óleo flui rapidamente para o conservador, operando um interruptor que, por sua vez, aciona o disjuntor, tirando o equipamento de operação antes que ocorra uma falha mais grave. A atuação do relé de gás, aliada aos resultados apresentados em análises de gás dissolvido, não deixaram dúvidas quanto à perda do equipamento.

4.1.1 Diagnóstico Através dos métodos:

Para esse estudo foram utilizados os resultados das análises gás-cromatográficas de 8 amostragens que estão descritas na Tabela 4.1, para auxiliar nas análises dos métodos. Os resultados das análises gás-cromatográficas do óleo isolante do transformador A do período de 11 meses, são apresentadas no Anexo B.

Tabela 4.1 – Amostragem da coleta de óleo do Transformador A.

Ensaio	Limites	29/03/2011	13/04/2011	09/06/2011	21/06/2011	27/06/2011	30/06/2011	15/08/2011	19/08/2011
Hidrogênio (H_2)	< 240	1470	461	434	225	20	20	1906	2023
Oxigênio (O_2)	-	18.670	3.193	5.506	13.291	19.172	11.496	10.891	10.002
Nitrogênio (N_2)	-	93.030	48.001	66.190	72.898	50.020	36.178	33.417	31.470
Metano (CH_4)	< 160	889	1041	1195	976	13	1	2522	2836
Monóx. Carb. (CO)	> 580	573	647	789	643	5	0	147	180
Dióx. Carbono (CO_2)	> 6380	7.183	12.160	12.243	9.557	288	102	1.244	1.351
Etileno (C_2H_4)	< 190	1996	2159	2542	2273	22	1	3867	4078
Etano (C_2H_6)	< 115	426	384	452	430	7	1	998	1019
Acetileno (C_2H_2)	< 11	36	31	33	25	1	1	602	652
TOTAL DE GASES PPM		124273	68077	89384	100318	69548	47800	55594	53611

Fonte: Autoria Própria.

4.1.1.1 Análise Método Gás-Chave:

Analisando o resultado das coletas Tabela 4.1 através do método gás-chave, tendo como princípio a observação dos gases mais significativos para um diagnóstico de falha. Por meio de uma relação percentual do valor total dos gases em relação aos gases de Hidrogênio (H_2), Metano (CH_4), Monóxido de Carbono (CO), Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6) e Acetileno (C_2H_2), obtém-se:

Tabela 4.2 – Análise pelo método de gás-chave.

Ensaio	Limites	29/03/2011	13/04/2011	09/06/2011	21/06/2011	27/06/2011	30/06/2011	15/08/2011	19/08/2011
Hidrogênio (H_2)	< 240	22,27%	9,76%	7,97%	4,92%	-	-	18,98%	18,75%
Metano (CH_4)	< 160	16,49%	22,04%	21,94%	21,34%	-	-	25,11%	26,28%
Monóx. Carb. (CO)	> 580	10,63%	13,69%	14,49%	14,06%	-	-	1,46%	1,66%
Etileno (C_2H_4)	< 190	37,03%	45,71%	46,68%	49,71%	-	-	38,50%	37,80%
Etano (C_2H_6)	< 115	7,90%	8,13%	8,30%	9,40%	-	-	9,93%	9,44%
Acetileno (C_2H_2)	< 11	0,66%	0,65%	0,60%	0,54%	-	-	5,99%	6,04%
TOTAL DE GASES PPM		5390	4723	5445	4572	68	24	10042	10788

Fonte: Autoria Própria.

Analisando as porcentagens obtidas na tabela Tabela 4.2, é possível afirmar que o gás Etileno (C_2H_4) apresenta-se com maior predominância nas coletas. Logo, relacionando os valores das porcentagens com a Tabela 3.4 - Critério de Diagnóstico do Método do Gás-Chave, acha-se um diagnóstico de óleo superaquecido.

4.1.1.2 Análise Método Rogers:

O método de Rogers, assim como o método de gás-chave, consiste na relação de alguns gases, sendo eles Hidrogênio (H_2), Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6) e Acetileno (C_2H_2). Analisando os dados da Tabela 4.1 em relação a tabela 3.5 – Especificação dos códigos do método de Rogers, podemos calcular e obter os seguintes códigos, apresentados na Tabela 4.3:

Tabela 4.3 – Análise pelo método de Rogers.

Gases	29/03/11	13/04/11	09/06/11	21/06/11	27/06/11	30/06/11	15/08/11	19/08/11
C_{H4}/H_2	0,6	2,2	2,7	4,3	0,6	0,05	1,3	1,4
C_{2H6}/C_{H4}	0,4	0,3	0,3	0,4	0,5	1	0,3	0,3
C_{2H4}/C_{2H6}	4,6	5,6	5,6	5,2	3,1	1	3,8	4,0
C_{2H2}/C_{2H4}	0,01	0,01	0,01	0,01	0,04	1	0,1	0,1
Código	0020	1020	1020	2020	0020	5111	1020	1020

Fonte: Autoria Própria.

Para finalizar a análise através do método de Rogers e determinar um diagnóstico para a possível falha, se faz necessário relacionar os códigos encontrados na tabela Tabela 4.3, em relação à tabela 3.6 – Diagnóstico de falhas do método Rogers. Apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Resultados do método de Rogers.

Data	29/03/11	13/04/11	09/06/11	21/06/11	27/06/11	30/06/11	15/08/11	19/08/11
Código	0020	1020	1020	2020	0020	5111	1020	1020
Diagnóstico	Indefinido	Falha Térmica (300 T 700)°C	Falha Térmica (300 T 700)°C	Falha Térmica (300 T 700)°C	Indefinido	Indefinido	Falha Térmica (300 T 700)°C	Falha Térmica (300 T 700)°C

Fonte: Autoria Própria.

Utilizando o método de Rogers para análise dos resultados, permitiu-nos concluir que o transformador A, apresentava defeito térmico de alta intensidade.

4.1.1.3 Análise Método Dornenburg:

O método Dornenburg também pode ser utilizado para confirmar o diagnóstico encontrado anteriormente, pois o método é capaz de identificar três tipos de falhas, sendo elas o ponto quente, descargas parciais e outros tipos de descargas. Logo, para que a análise seja válida conforme os limites estabelecidos pelo método na tabela 3.8 - Limites de concentração de gases para validação, foi realizado a análise apenas para três amostras. Utilizando os dados da Tabela 4.1 e correlacionando com a tabela 3.7 – Métodos de identificação de falha de Dornenburg, temos os seguintes resultados apresentados na Tabela 4.5:

Tabela 4.5 – Análise pelo método de Dornenburg.

Gases	C_{H_4}/H_2	C_{2H_2}/C_{2H_4}	C_{2H_6}/C_{2H_2}	C_{2H_2}/C_{H_4}	Diagnóstico de Falha
29/03/11	0,6	0,01	11,8	0,04	Indefinido
15/08/11	1,3	0,1	1,6	0,2	Ponto Quente
19/08/11	1,4	0,1	1,5	0,2	Ponto Quente

Fonte: Autoria Própria.

4.1.1.4 Análise Método Duval:

O método de Duval consiste em uma interpretação gráfica em triângulo (triângulo de Duval) analisando as correlações de três gases, sendo eles, Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4) e Acetileno (C_2H_2). Para determinar os quadrantes de cada amostra de óleo, se faz necessário calcular a concentração percentual de cada gás, foi utilizado as equações 3.1, 3.2 e 3.3. Os resultados dos mesmo são apresentados na Tabela 4.6.

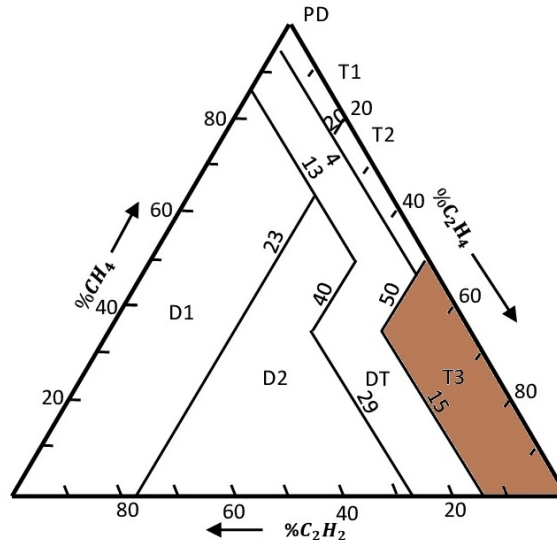
Tabela 4.6 – Análise pelo método de Duval.

Gases	29/03/11	13/04/11	09/06/11	21/06/11	27/06/11	30/06/11	15/08/11	19/08/11
% C_{H4}	30,4%	32,2%	31,6%	29,8%	-	-	36,07%	37,4%
% C_{2H4}	68,3%	66,8%	67,4%	69,42%	-	-	55,3%	53,8%
% C_{2H2}	1,2%	0,95%	0,87%	0,76%	-	-	8,6%	8,6%

Fonte: Autoria Própria.

O método será concluído traçando os valores de concentração percentual dos gases em relação as suas respectivas arestas do triângulo de Duval. Analisando os resultados apresentados na Tabela 4.6, pode-se concluir que todas as amostras apresentam o mesmo quadrante de falha, sendo ele o T3, indicando falha térmica ($300 < T < 700$)^oC, como ilustrado na Figura 4.3.

Figura 4.3 – Triângulo de Duval



Fonte: Autoria própria

Deste modo, o diagnóstico encontrado através do método de Duval condiz com o diagnóstico encontrado nos outros métodos, indicando falha térmica no transformador A.

4.1.1.5 Análise Método adotado pela a norma ABNT - NBR 7274/1982:

O método adotado pela a norma ABNT, assim como o método de Rogers, consiste na relação de alguns gases, sendo eles Hidrogênio (H_2), Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6) e Acetileno (C_2H_2). Analisando os dados da Tabela 4.1 em relação a tabela apresentada na figura 3.6 - Relações características entre gases, podemos calcular e obter os seguintes códigos, apresentados na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 – Análise pelo método da ABNT - NBR 7274/1982.

	C_2H_2/C_2H_4	C_{H_4}/H_2	C_{2H_4}/C_{2H_6}	Código
29/03/11	0,01	0,6	4,6	002
13/04/11	0,01	2,2	5,6	022
09/06/11	0,01	2,7	5,6	022
21/06/11	0,01	4,3	5,2	022
27/06/11	0,04	0,05	3,1	012
30/06/11	1	0,05	1	110
15/08/11	0,1	1,3	3,8	122
19/08/11	0,1	1,4	4,0	122

Fonte: Autoria Própria.

Para finalizar a análise através do método adotado pela norma ABNT e determinar um diagnóstico para a possível falha, se faz necessário relacionar os códigos encontrados na Tabela 4.7, em relação à tabela ilustrada na figura 3.5 – Diagnóstico de falhas NBR 7274, temos os resultados apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Resultado da análise pelo método da ABNT - NBR 7274/1982.

Data	29/03/11	13/04/11	09/06/11	21/06/11	27/06/11	30/06/11	15/08/11	19/08/11
Código	002	0022	0022	0022	0012	110	122	122
Diagnóstico	Indefinido	Sobreaquecimento T > 700°C	Sobreaquecimento T > 700°C	Sobreaquecimento T > 700°C	Indefinido	Descargas Parciais	Indefinido	Indefinido

Fonte: Autoria Própria.

4.1.2 Resultados

Analisando os resultados dos métodos de diagnóstico, como Duval, Rogers, Dornenburg, e os demais, é possível observar traços da mesma falha em todos os métodos, sendo falha térmica de sobreaquecimento na parte interna do tanque principal do transformador, tornando assim evidente o modo de falha do equipamento.

O sobreaquecimento em transformadores de potencia pode se originar por diversas causas, podendo ser falha no isolamento ocasionando arco elétrico interno, contaminação do óleo por partículas de água, partículas metálicas ou materiais estranhos, deterioração de componentes desgastados, mau contato dos componentes da parte ativa, bobinas em curto-circuito, falhas nos terminais, degradação do papel isolante, falha no isolamento entre tanque do comutador de Tap e o tanque principal, entre outros.

Contudo, independentemente da causa específica, um alto nível de gases no óleo isolante deve ser investigado cuidadosamente para determinar a origem do problema e tomar as medidas corretivas necessárias, podendo envolver a análise do histórico operacional do transformador, inspeções visuais, análise do óleo em espaço de tempo menor e, se necessário, entrar no transformador para avaliar a condição interna.

O caso A, possui diversos fatores que contribuíram para a perda total do equipamento, nos quais podemos destacar, a falta de experiência em analisar e solucionar esse tipo de falha e falta de padrões operacionais.

Buscando sanar o problema, optou se por realizar um processo de restauração e melhoria das propriedades do óleo isolante, regeneração. Por um período, os níveis de gases, presentes no óleo, normalizaram. Mas como não executaram inspeções mais profundas, não descobriram a causa raiz da falha, ocasionando a perda total do equipamento.

Após a perda foi realizado uma análise interna do equipamento, que identificou a origem do problema, sendo uma falha no contato da chave seletora, que ocasionou um aumento da resistência de contato, gerando um arco elétrico que rompeu a rigidez dielétrica do óleo, aumentando os gases combustíveis e a corrente, originando um curto circuito que levou a perda da parte ativa do transformador.

4.1.3 Análise dos Custos de Manutenção

Ao analisar o caso A e considerar os custos e as perdas de produção, fica evidente que houve várias falhas na administração do problema, como também, na tomada de decisões em resposta aos dados fornecidos por cada amostra de óleo na época.

Após a constatação da perda do equipamento e a necessidade de substituir pelo reserva, as tomadas de decisões para realizar a troca do transformador, ocorreram de forma organizada e eficaz, e assim foi realizado o planejamento de cada passo para que o serviço pudesse ser executado o mais rápido possível e principalmente com segurança.

Na Tabela 4.9 são mostrados os custos gerais de manutenção relacionados às equipes de serviço para desmobilizar o transformador avariado e instalar o reserva, obtendo uma projeção do quanto cada etapa desse processo custou a fábrica.

Tabela 4.9 – Custo Aproximado da Troca do Transformador.

	Serviço	Material
Retirada do trafo avariado	R\$ 75.000,00	R\$ 20.000,00
Instalação do novo Trafo	R\$ 60.000,00	R\$ 10.000,00
Transformador novo	R\$ 7.000,00	R\$ 1.200.000,00
Total	R\$ 142.000,00	R\$ 1.230.000,00
Total Geral		R\$ 1.372.000,00

Fonte: Autoria Própria.

Como pode ser visto, o custo total aproximado dessa manutenção foi elevado, devido o transformador ser um equipamento de alto valor. Os valores de mão de obra também são expressivos, principalmente porque o serviço foi executado em dois turnos de 10hr, o que fez a manutenção ocorrer aproximadamente 24hr por dia, até a conclusão.

Considerando que a manutenção durou 10 dias, podemos estimar uma perda de um pouco mais que 30% da produção mensal. Apesar de o transformador A ter sido monitorado por muito tempo, a demora na decisão do que fazer, sobre o problema indicado nas análises do óleo levou ao resultado exposto.

Levando em conta esse fator, pode ser feito um levantamento de custo aproximado de uma manutenção corretiva planejada nesse transformador, que poderia ter sido realizada com o intuito descobrir o porque do aumento dos níveis dos gases combustíveis, como ilustrado na tabela Tabela 4.10 .

Tabela 4.10 – Custo Aproximado da Manutenção corretiva do Transformador.

	Serviço	Material
Subst. do contato	R\$ 100.000,00	R\$ 80.000,00
Regeneração do óleo isolante	R\$ 50.000,00	R\$ 12.000,00
Total	R\$ 150.000,00	R\$ 92.000,00
Total Geral		R\$ 242.000,00

Fonte: Autoria Própria.

Comparando os valores aproximados abordados na tabela Tabela 4.9 com a tabela Tabela 4.10, pode ser observado que a manutenção corretiva de urgência foi mais onerosa em relação a manutenção planejada que poderia ter sido realizada. Vale ressaltar que para essa manutenção o tempo de parada seria em torno de 2 dias, causando um impacto menor na produção, aproximadamente 6% de perda. Levando isso em consideração pode-se afirmar que a manutenção planejada, até mesmo em casos críticos, possui valores de perdas menores e contidos, gerando assim uma confiabilidade do equipamento maior para a empresa.

A falta de padrões, como limites quantitativo de gases em um transformador, tornaram mais difícil a tomada de decisão de interrupção do funcionamento do equipamento para solucionar a avaria, resultando na perda da parte ativa do transformador ainda novo (12,3 de idade), perante ao que é se esperado de vida útil desse equipamento.

Vale ressaltar que os dados utilizados para essa análise são antigos, mas foram usados devido ao que essa falha representou para a empresa, e o que mudou após ela. Pois a partir desse momento ficou ainda mais claro a importância da interpretação e tomada de ação diante ao resultados apresentados nas análises.

4.2 Caso 2

O segundo caso a ser abordado, relata uma falha em um transformador de potência denominado de transformador B. O mesmo faz parte de um conjunto de dois transformadores de 75MVA de potência, responsável por alimentar o sistema de energia total da planta.

As principais características construtivas do transformador B são: óleo mineral como meio isolante; comutador sob carga de TAP com 27 posições; operação do comutador é realizada de forma automática e com o transformador ainda sob carga; entre outros.

Nas condições normais, a planta opera com os dois transformadores de 75MVA ligados em paralelo, o que oferece grande confiabilidade à operação. Se necessário, porém, o sistema também pode operar com apenas um transformador.

O transformador B desarmou em outubro de 2023, inesperadamente, causando o desligamento total da fábrica, já que era o único transformador operando no momento. Nesta situação, a ação imediata, realizada pelo time de manutenção, foi uma inspeção geral do sistema de proteção do transformador, assim identificando que a proteção atuada era referente a um possível curto circuito dentro do tanque do equipamento, impedindo o religamento imediato do sistema. Logo após foi realizado uma coleta de óleo, feita com

equipamento de teste rápido, que detectou um valor aproximado de 89ppm de acetileno, dando início a uma série de testes para identificar e solucionar a raiz do problema.

4.2.1 Diagnóstico Através dos métodos:

Para esse estudo foi utilizado os resultados das análises gás-cromatográficas de um período de 4 amostragens que estão descritas na Tabela 4.11 abaixo, para auxiliar nas análises dos métodos.

Tabela 4.11 – Amostragem da coleta de óleo do Transformador B.

Ensaio	Limites	23/09/2021	18/07/2022	07/02/2023	25/10/2023
Hidrogênio (H_2)	< 240	11	11	17	451
Oxigênio (O_2)	-	16480	25880	13520	11550
Nitrogênio (N_2)	-	61860	61280	42570	55500
Metano (CH_4)	< 160	4	1	2	26
Monóx. Carb. (CO)	> 580	258	279	288	300
Dióx. Carbono (CO_2)	> 6380	2531	1671	1707	1723
Etileno (C_2H_4)	< 190	13	9	8	80
Etano (C_2H_6)	< 155	5	1	6	14
Acetileno (C_2H_2)	< 11 11	ND	ND	ND	180
TOTAL DE GASES PPM		81162	89132	58118	69824

Fonte: Autoria Própria.

4.2.1.1 Análise Método Gás-Chave:

Analisando o resultado das coletas Tabela 4.11 através do método gás-chave, tendo como princípio a observação dos gases mais significativos para um diagnóstico de falha. Por meio de uma relação percentual do valor total dos gases em relação aos gases de Hidrogênio (H_2), Metano (CH_4), Monóxido de Carbono (CO), Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6) e Acetileno (C_2H_2), temos a Tabela 4.12 :

Tabela 4.12 – Análise pelo método de gás-chave.

Ensaio	Limites	23/09/2021	18/07/2022	07/02/2023	25/10/2023
Hidrogênio (H_2)	< 240	3,7%	3,6%	5,2%	42,9%
Metano (CH_4)	< 160	1,3%	0,3%	0,6%	2,4%
Monóx. Carb. (CO)	> 580	88,6%	92,6%	89,7%	28,5%
Etileno (C_2H_4)	< 190	4,4%	2,9%	2,4%	7,6%
Etano (C_2H_6)	< 115	1,7%	0,3%	1,8%	1,3%
Acetileno (C_2H_2)	< 11	0%	0%	0%	17,1%
TOTAL DE GASES PPM		291	301	321	1051

Fonte: Autoria Própria.

Analisando as porcentagens obtidas na Tabela 4.12, é possível afirmar que o gás Hidrogênio (H_2) aparece com o maior valor percentual na coleta de óleo da avaria. Logo, relacionando os valores das porcentagens com a tabela 3.4 - Critério de Diagnóstico do Método do Gás-Chave, acha-se um diagnóstico de descargas parciais de baixa energia.

4.2.1.2 Análise Método Rogers:

O método de Rogers, assim como o método de gás-chave, consiste na relação de alguns gases, sendo eles Hidrogênio (H_2), Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6) e Acetileno (C_2H_2).

Analisando os dados da Tabela 4.11 em relação a tabela 3.5 – Especificação dos códigos do método de Rogers, podemos calcular e obter os seguintes códigos, apresentados na tabela Tabela 4.13:

Tabela 4.13 – Analise pelo método de Rogers.

Gases	23/09/2021	18/07/2022	07/02/2023	25/10/2023
C_{H4}/H_2	0,3	0,09	0,1	0,05
C_{2H6}/C_{H4}	1,25	1	3	0,5
C_{2H4}/C_{2H6}	2,6	9	1,3	5,7
C_{2H2}/C_{2H4}	0,07	0,1	0,1	2,25
Código	0110	5120	5110	5021

Fonte: Autoria Própria.

Para finalizar a análise através do método de Rogers e determinar um diagnóstico para a possível falha, se faz necessário relacionar os códigos encontrados na Tabela 4.13, em relação à tabela 3.6 – Diagnóstico de falhas do método Rogers. Apresentado na Tabela 4.14

Tabela 4.14 – Resultados do método de Rogers.

Data	23/09/2021	18/07/2022	07/02/2023	25/10/2023
Código	0110	5120	5110	5121
Diagnóstico	Indefinido	Indefinido	Indefinido	Indefinido

Fonte: Autoria Própria.

A análise dos resultados através do método de Rogers, não fazer um diagnóstico mais preciso o possível defeito do transformador B

4.2.1.3 Análise Método Dornenburg:

O método Dornenburg não pode ser utilizado para analisar o caso 2, pois os dados coletados dos gases não atendem os limites estabelecidos pela tabela 3.8 - Limites de concentração de gases para validação.

4.2.1.4 Análise Método Duval:

O método de Duval consiste em uma interpretação gráfica em triângulo (triângulo de Duval) analisando as correlações de três gases, sendo eles, Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4) e Acetileno (C_2H_2).

Para determinar os quadrantes de cada amostra de óleo, se faz necessário calcular a concentração percentual de cada gás, foram utilizadas as equações 3.1, 3.2 e 3.3. Os resultados são apresentados na Tabela 4.15.

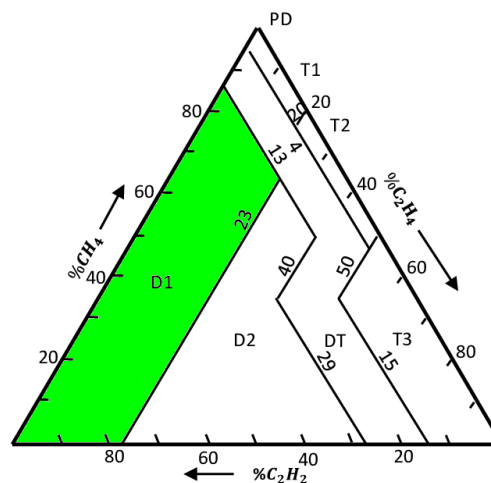
Tabela 4.15 – Resultados do método de Durval.

Gases	25/10/2023
$\%C_{H4}$	9,0%
$\%C_{2H4}$	27,9%
$\%C_{2H2}$	62,9%

Fonte: Aatoria Própria.

O método é concluído traçando os valores de concentração percentual dos gases em suas respectivas arestas do triângulo de Duval. Analisando os resultados apresentados na Tabela 4.15, pode-se concluir que a amostra apresentada está no quadrante D1, indicando descargas de baixa energia, como ilustrado na Figura 4.4

Figura 4.4 – Triângulo de Duval



Fonte: Aatoria própria

4.2.1.5 Análise Método adotado pela a norma ABNT - NBR 7274/1982:

O método adotado pela a norma ABNT, assim como o método de Rogers, consiste na relação de alguns gases, sendo eles Hidrogênio (H_2), Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6) e Acetileno (C_2H_2).

Analisando os dados da Tabela 4.11 em relação a tabela apresentada na figura 3.6 - Relações características entre gases, podemos calcular e obter os seguintes códigos, apresentados na Tabela 4.17:

Tabela 4.16 – Análise pelo método da ABNT - NBR 7274/1982.

	C_2H_2/C_2H_4	C_{H4}/H_2	C_{2H4}/C_{2H6}	Código
23/09/2021	0,07	0,3	2,6	001
18/07/2022	0,01	0,09	9	112
07/02/2023	0,1	0,1	1,3	101
25/10/2023	2,2	0,05	5,7	112

Fonte: Autoria Própria.

Para finalizar a análise através do método adotado pela norma ABNT e determinar um diagnóstico para a possível falha, se faz necessário relacionar os códigos encontrados na Tabela 4.17, em relação à tabela ilustrada na figura 3.5 – Diagnóstico de falhas NBR 7274.

Tabela 4.17 – Resultado da análise pelo método da ABNT - NBR 7274/1982.

Data	23/09/2021	18/07/2022	07/02/2023	25/10/2023
Código	001	112	101	112
Diagnóstico	Indefinido	Indefinido	Indefinido	Indefinido

Fonte: Autoria Própria.

Os métodos abordados nesse estudo de caso, não permitiu chegar a um diagnóstico conclusivo, devido a falta de dados, causada pelo período longo entre as coletas do óleo isolante deste transformador.

4.2.2 Resultados

Analisando os resultados dos métodos de diagnóstico, Gás-Chave e Durval, é possível observar traços da mesma falha, sendo descargas parciais de baixa energia na parte interna do tanque principal do transformador. Porém os outros métodos apresentam resultados inconclusivos.

É crucial destacar que para este caso, não foi possível obter diagnósticos válidos ou conclusivos de alguns métodos, por falta de mais dados de coletas, o intervalo entre coletas foi muito longo. Para essa classe de transformador, é recomendado, pelo fabricante, que a manutenção preditiva através da coleta de óleo, seja realizada pelo menos a cada 6 meses.

Um fator que tornou o diagnóstico ainda mais difícil é que os resultados dos testes de resistência ôhmica, testes de resistência de isolamento e relação de transformação, que não indicaram nenhuma falha aparente. Ainda assim, com o equipamento de teste rápido o valor de acetileno foi de 89ppm, confirmado posteriormente por um teste laboratorial indicando nível de acetileno de 180, o que indica uma falha interna do transformador. Esse resultado é muito superior ao limite permitido pelo IEEE.

Devido aos padrões atuais de manutenção desses equipamentos da empresa, o nível de acetileno presente no óleo, foi impeditivo para a reativação do transformador. Tendo em vista essas informações, o próximo passo tomado para se obter um diagnóstico

foi contactar empresas externas especializadas em manutenção de equipamentos desse porte.

Após uma inspeção interna foi constatado que existiam marcas de curto circuito na chave seletora do comutador de TAP, entre o contato e estrutura dela, assim como observado uma deterioração considerável dos componentes internos, causadas pela concentração de partículas no óleo isolante, devido ao tempo de uso do equipamento e pouca manutenção.

Assim o diagnóstico final do transformado B, foi o curto circuito no contato da chave seletora do comutador de TAP. Apesar dos resultados de Gás-Chave e Durval terem indicado descargas parciais de baixa energia, não é possível afirma correlação entre o diagnóstico final e o indicado nas análises, pois esse tipo de falha normalmente não é detectável através da coleta do óleo isolante.

4.2.3 Analisando os Custos no caso B

Ao analisar o caso B, observamos as consequências de uma falha inesperada, pois nesse cenário não se tinha um histórico extenso de amostra de óleo e todos os testes externos realizados não indicaram o possível defeito, tornando o diagnóstico inicial dificultoso.

Levando em consideração o fato do transformador em questão ser o equipamento que alimenta toda a operação do fábrica, foi criado um plano de manutenção emergencial para garantir a confiabilidade do sistema. Que consistiu de uma revisão geral dos dispositivos de proteção da subestação, como os relés de proteção, os painéis de disjuntores e o disjuntor geral de entrada.

Com toda essa operação, a fábrica passou por um longo período de parada, o que acarretou em um custo alto de manutenção, pois além das equipes necessárias para realizar essas atividades, material, equipamentos e afins, também foi necessário uma grande operação para manter os setores auxiliares funcionando para que fosse possível seguir com essa manutenção. Pode-se visualizar na Tabela 4.18 uma estimativa dos custos totais dessa parada.

Tabela 4.18 – Custo Estimado da Manutenção Geral.

	Serviço	Material
Revisão dos dispositivos de proteção	R\$ 950.000,00	R\$ R 40.000,00
Análise do Transformador	R\$ R 200.000,00	R\$ 20.000,00
Setores auxiliares	R\$ R 360.000,00	R\$ R 170.000,00
Total	R\$1.510.000,00	R\$ 230.000,00
Total Geral		R\$1.740.000,00

Fonte: Autoria Própria.

Como pode ser visto essa manutenção foi bem mais dispendiosa comparando com a do transformador A. Mesmo com a substituição do equipamento, a força tarefa montada para realizar o diagnóstico do caso B foi aproximadamente o dobro do valor do caso A.

Todas as manutenções para garantir a confiabilidade do sistema de alimentação da fábrica durou em media 30 dias, e com isso as perdas de produção foram grandiosas, pois nesse caso os fornos estavam parados, ocasionando a perda de 100% da produção desse mês.

Após todos os testes e investigações realizadas no período da parada, foi identificado que o transformado B não possuía mais condições de entrar em operação, iniciando assim um plano de substituição do equipamento.

Tendo isso em vista podemos estimar alguns custos, como a aquisição de um novo transformador, e os custos necessários para realizar a troca, como descrito na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 – Custo Estimado das possíveis manutenções.

	Valor estimado	Tempo de Entrega & Instalação
Reforma da Parte Ativa	R\$ 10.000.000,00	6 meses a 1 ano
Transformador novo	R\$ 35.000.000,00	2 anos

Fonte: Autoria Própria.

Como pode-se observar as alternativas para que a empresa volte a funcionar em suas condições normais são limitadas e de alto custo. Antes de decidir o que será feito é necessário realizar uma análise de risco dessas alternativas, levando em consideração a confiabilidade final do equipamento.

No caso B, o diagnostico encontrado revelou uma falha difícil de ser detectada com antecedência devido a sua localização e efeito no transformador. O que pode ser atribuído ao fato do transformador ser operado a mais de 30 anos, ocasionando a deterioração de seus componentes internos, através de um acúmulo de partículas indesejadas no óleo isolante do tanque principal. Devido a essa particularidade o custos de manutenção no período de investigação do caso, foram fora dos padrões da manutenção normalmente realizada, devido a urgência de resolver o problema.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi exposto um estudo sobre a manutenção preditiva de dois transformadores de potência de uma indústria siderúrgica, com ênfase na análise de óleo isolante e o custos envolvidos, com o intuito de mostrar uma visão da gestão desses ativos. Explorando os métodos de gás-chave, Rogers, Dornenburg, Duval e ABNT - NBR 7274/1982 para monitorar as condições desses equipamentos.

No primeiro caso é exposto um evento de perda total de um transformador, ocasionado por uma série de fatores, como por exemplo, dificuldade em interpretar os resultados das análises do óleo, falta de padrão operacional e ser o primeiro equipamento a apresentar defeito. Analisando os resultados com um olhar mais crítico, esse desfecho poderia ser evitado se a equipe responsável tivesse investigado mais a fundo as causas da alteração do óleo que era apresentada em cada coleta.

Esse caso, apesar de prejudicial para empresa, teve seu lado positivo, pois após esse evento foi implementado um padrão mais rígido em relação a árvore de decisões do que fazer com o resultados da análise do óleo isolante.

No segundo caso a situação apresentada é crítica, devido ao porte do equipamento e a função dele no sistema de alimentação da fábrica. Esse cenário ocorreu devido a junção de dois fatores: a idade do transformador e a negligência com o plano de manutenção recomendada pelo fabricante e pelos padrões da empresa. Tendo isso em vista pode-se concluir que se o monitoramento do óleo estivesse sendo realizado conforme o recomendado, o resultado poderia ser diferente ou até mesmo previsto, dando margem para um planejamento mais assertivo da manutenção necessária.

Os eventos apresentados mostram os efeitos de manutenções emergenciais refletidos nos custos e perdas de produção. Apontando assim o quanto é importante os planos de manutenções preditivas e preventivas de forma geral, em especial, para equipamentos críticos como os transformadores.

Do ponto de vista de gestão desses ativos poderia ser estudado a possibilidade de implementar na fábrica, um sistema de monitoramento online desses transformadores através de sensores, que hoje existem no mercado, que são capazes de medir os gases e a água presente no óleo isolante em tempo real.

REFERÊNCIAS

- AGUIAR, E. R. de. **Análise de resposta em frequência aplicada em transformadores de potência**. 2007. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 17.
- ARANTES, J. R. **Diagnóstico de falhas em transformadores de potência pela análise de gases dissolvidos em óleo isolante através de redes neurais**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, 2005. Citado na página 11.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7274**: Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço. Rio de Janeiro, 1982. 18 p. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 38.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10576**: Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos — diretrizes para supervisão e manutenção. Rio de Janeiro, 2017. 38 p. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 31.
- CABRITA, G. A manutenção na indústria automotiva. **Revista de Manutenção**, p. 20–26, 2002. Citado na página 41.
- DUVAL, M. A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 18, n. 3, p. 8–17, 2002. Citado na página 36.
- EECKHOUDT, S.; AUTRU, S.; LERAT, L. Stray gassing of transformer insulating oils: impact of materials, oxygen content, additives, incubation time and temperature, and its relationship to oxidation stability. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 33, n. 6, p. 27 – 32, 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8085066>>. Citado na página 33.
- FITZGERALD, A. **Máquinas Elétricas com Introdução à Eletrônica de Potência**. [S.l.]: Bookman, 2006. v. 6. Citado na página 14.
- GURSKI, C. A. **Curso de formação de operadores de refinaria: noções de confiabilidade e manutenção industrial**. [S.l.]: UicenP, 2002. v. 1. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 28.
- IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers - Redline. **IEEE Std C57.104-2019 (Revision of IEEE Std C57.104-2008) - Redline**, p. 1–179, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 33, 35 e 36.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION - IEC 60599. **IEC 60599**: Mineral oil-filled electrical equipment in service - guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis. Geneva, 2022. 80 p. Citado na página 33.
- JORDÃO, R. G. **Transformadores**. [S.l.]: Blucher, 2008. v. 5. Citado 5 vezes nas páginas 15, 18, 19, 20 e 21.
- KAGAN, N. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. [S.l.]: Edgard Blücher Ltda, 2010. v. 2. Citado na página 14.
- KAMRAN, M. **Fundamentals of Smart Grid Systems**. [S.l.]: Elsevier, 2022. Citado na página 18.

- KARDEC, A.; NASCIF, J. A. **Manutenção: Função estratégica**. [S.l.]: Qualitymark, 2009. v. 3. Citado na página 27.
- MAMEDE, J. F. **Manual de Equipamentos Elétricos**. [S.l.]: LTC, 2013. v. 4. Citado 6 vezes nas páginas 14, 16, 19, 20, 21 e 22.
- MARCORIN, W. R.; LIMA, C. R. C. Análise dos custos de manutenção e de não manutenção de equipamentos produtivos. **Revista de Ciência & Tecnologia**, v. 11, n. 22, p. 35–42, 2003. Citado na página 40.
- MARTIGNONI, A. **Transformadores**. [S.l.]: Globo, 1991. v. 8. Citado na página 15.
- MARTINS, A. d. C. P.; VASSALO, D. J.; SESSA, C. D. Análise cromatográfica de gases dissolvidos aplicada aos Óleos vegetais isolantes. **SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, 2009. Citado na página 11.
- MILASCH, M. **Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante**. [S.l.]: E. Blucher, 1984. Citado 7 vezes nas páginas 27, 30, 31, 32, 33, 34 e 36.
- MORGADO, R. **Capítulo XII – Óleos isolantes: ensaios de perdas dielétricas**. 2019. Acessado em: 21 fev. 2023. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/wpcontent/uploads/documentos/fasciculos/Ensaio_em_Campo_167.pdf>. Citado na página 30.
- MURTY, A.; NAIKAN, V. Availability and maintenance cost optimization of a production plant. **International Journal of Quality & Reliability Management**, v. 12, n. 2, p. 28–35, 1995. Citado na página 40.
- NASCIMENTO, G. C. d. J. **Máquinas Elétricas: teoria e ensaios**. [S.l.]: Érica, 2011. v. 4. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 16.
- NOGUEIRA, L. H. M. G. C.; OLIVEIRA, D. N. B. M. M.; BENDER, C. E. G. F. V. C.; MARCHESAN, T. B. Análise térmica de transformadores de potência com diferentes sistemas de refrigeração através da dinâmica de fluidos computacional. **Sociedade Brasileira de Automática**, v. 2, p. 1 – 8, 2020. Disponível em: <https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/cba/article/view/1483>. Citado na página 19.
- PENA, M. C. M. **Falhas em transformadores de potência: Uma contribuição para análise, definições, causas e soluções**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, 2005. Citado na página 11.
- PEREIRA, R. A. F. **Previsão de Avarias em Transformadores de Potência através da Análise de Ensaios Físico-Químicos**. 2013. 149 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia) — Instituto Superior de Engenharia do Porto, Cidade do Porto, Portugal, 2013. Disponível em: <https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/6343/1/DM_RafaelPereira_2013_MEESE.pdf>. Citado na página 29.
- PRANGE, W. T. **Eficiência Produtiva nos diferentes tipos de núcleo: como nossa experiência nos conduz?** 2018. Acessado em: 12 de Dezembro de 2023. Disponível em: <<https://iltech.com.br/blog/eficiencia-produtiva-nos-diferentes-tipos-de-nucleo-como-nossa-experiencia-nos-conduz/#comments>>. Citado na página 24.

- RECLAMATION, B. **Transformers: Basics, Maintenance and Diagnostics**. [S.l.]: Createspace Independent Publishing Platform, 2005. Citado na página 36.
- ROGERS, R. R.; BARRACLOUGH, B.; DAVIES, L.; AL et. Experience of analysis of dissolved gases in transformer oils for the detection of incipient faults. **Central Electricity Generating Board - CEGB**, 1973. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.
- ROMAGNOLE PRODUCTS. **Quais as diferenças entre auto transformador e transformador isolador**. 2023. Acessado em: 20 fev. 2023. Disponível em: <<https://www.romagnole.com.br/noticias/quais-as-diferencas-entre-auto-transformador-e-transformador-isolador/>>. Citado na página 16.
- SANTOS, A. **Saiba o que é e como funciona um transformador de distribuição**. 2022. Acessado em: 19 mar. 2023. Disponível em: <<https://loja.br.abb.com/blog/post/transformador-de-distribuicao>>. Citado na página 22.
- SILVA, R. A. S. D. Cálculo de perdas técnicas no transformador de distribuição. 2005. Citado na página 22.
- SIMONE, G. A. **Transformadores: teoria e exercícios**. [S.l.]: Érica, 2010. v. 1. Citado na página 15.
- SIQUEIRA, I. P. **Manutenção Centrada na Confiabilidade: Manual de Implementação**. [S.l.]: Qualitymark, 2005. v. 1. Citado na página 26.
- STROSKI, P. N. **Como Funciona o Multimedidor de Energia**. 2021. Acessado em: 27 de janeiro de 2024. Disponível em: <<https://www.electricalibrary.com/2021/04/22/como-funciona-o-multimedidor-de-energia/>>. Citado na página 21.
- SUNÉ, J. **Guia de Manutenção para Transformadores de Potência**. [S.l.]: Cigré Brasil, 2003. v. 15. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 33.
- TRANSFORMADORES, T. de. **Importancia de los transformadores en los sistemas eléctricos**. 2015. Acessado em: 27 de janeiro de 2024. Disponível em: <<https://transformadorespsm.wordpress.com/2015/10/29/importancia-de-los-transformadores-en-los-sistemas-electricos/>>. Citado na página 19.
- VECCHIO, R. M. D.; FEGHALI, B.; AHUJA, D. **Transformer Design Principles: With Applications to Core-Form Power Transformers**. 3rd. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2018. Citado na página 20.
- VIANA, H. R. G. **PCM – Planejamento e Controle de Manutenção**. [S.l.]: Qualitymark, 2002. v. 2. Citado na página 26.
- WILLIAMS, J. H.; DAVIES, A.; DRAKE, P. **Condition-based maintenance and machine diagnostics**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 1994. Citado na página 40.
- XENOS, H. G. **Gerenciando a Manutenção Produtiva**. [S.l.]: INDG Tecnologia e Serviços Ltda, 2004. v. 1. Citado na página 27.

ANEXO A – Laudo Técnico

ANÁLISES FÍSICO-QUÍMICAS		M É T O D O	HISTÓRICO DE RESULTADOS				
			menor ou igual a 36,2kV				
Teor de água (ppm) - Medido	NBR 10710	máximo 40	18	20	22	7	11
Teor de água (ppm) - 20°C - Corrigido	-	-	-	-	-	-	-
Fator de Potência a 100°C (%)	NBR 12133	máximo 20,00	0,37	0,42	0,83	0,49	0,28
Rigidez Dielétrica - Calota (kV)	NBR IEC 60156	mínimo 40	63	59	57	66	63
Índice de neutralização (mgKOH/g)	NBR 14248	máximo 0,20	0,03	0,03	0,04	0,05	0,04
Tensão Interfacial (Dyn/cm)	NBR 6234	mínimo 20,0	37,1	37,1	36,5	36,5	37,1
Cor	NBR 14483	-	1	1	1	1	1
Densidade Relativa 20/4°C (g/mL)	NBR 7148	-	0,875	0,875	0,875	0,876	0,875
ANÁLISE CROMATOGRÁFICA NBR 7070 - Gases dissolvidos (ppm)		HISTÓRICO DE RESULTADOS			Taxa de Crescimento (% ao mês)	RESULTADO	
Hidrogênio (H2)	5	8	6	-3.70	5		
Oxigênio (O2)	18520	16030	14380	-5.58	10770		
Nitrogênio (N2)	65720	50830	51170	-5.92	37540		
Metano (CH4)	4	6	7	-9.52	4		
Monóxido de Carbono (CO)	308	303	313	-1.42	293		
Dióxido de Carbono (CO2)	4351	4577	4588	-0.45	4496		
Etileno (C2H4)	12	10	9	-12.35	4		
Etano (C2H6)	3	6	8	-13.89	3		
Acetileno (C2H2)	ND	ND	ND	-	ND		
Total de Gases	88923	71770	70481	-5.48	53115		
Total de Gases Combustíveis (TGC)	332	333	343	-2.20	309		
<p>DIAGNÓSTICO DO ENSAIO FÍSICO-QUÍMICO</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conforme a Norma NBR 10576/2017, os resultados estão dentro dos parâmetros, indicando condições satisfatórias para energização do equipamento. - Sugerimos nova coleta após energização ou em 12 meses, o que primeiro ocorrer. <p>DIAGNÓSTICO DO ENSAIO CROMATOGRÁFICO</p> <ul style="list-style-type: none"> - Resultados normais conforme NBR-7274, indicando condições normais para energização do equipamento. - Sugerimos reamostrar após a energização do equipamento. <p style="text-align: center;">Novas Amostras: Físico-Químico: Após energização ou em 12 meses Cromatográfico: Conforme recomendação.</p>							

