

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
MINAS GERAIS - *CAMPUS* BETIM
BACHARELADO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

Nathalia Stefany Ferrão Moraes

**ANÁLISE DE FALHA EM AUTOTRANSFORMADOR ASSOCIADA À
DEGRADAÇÃO DA BUCHA DE ALTA TENSÃO - ESTUDO DE CASO**

Betim
2026

NATHALIA STEFANY FERRÃO MORAES

ANÁLISE DE FALHA EM AUTOTRANSFORMADOR ASSOCIADA À DEGRADAÇÃO DA BUCHA DE ALTA TENSÃO - ESTUDO DE CASO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca examinadora do curso de Engenharia de Controle e Automação do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais *Campus* Betim, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Controle e Automação.

Orientador: Prof. Msc. Victor Alves Silva de Melo

Betim
2026

FICHA CATALOGRÁFICA

M828a Moraes, Nathalia Stefany Ferrão

Análise de falha em autotransformador associada à degradação da bucha de alta tensão / Nathalia Stefany Ferrão Moraes. – 2026.

56 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia de Controle e Automação) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais, Câmpus Betim, 2026.

Orientação: Prof. Dr. Victor Alves Silva de Melo

1. Transformadores elétricos. 2. Manutenção preditiva. 3. Alta voltagem. 4. Análise de falhas. 5. Engenharia de Controle e Automação. I. Moraes, Nathalia Stefany Ferrão. II. Título.

CDU: 621.313

Nathalia Stefany Ferrão Moraes

**ANÁLISE DE FALHA EM AUTOTRANSFORMADOR ASSOCIADA À
DEGRADAÇÃO DA BUCHA DE ALTA TENSÃO - ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca examinadora do curso de Engenharia de Controle e Automação do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais *Campus* Betim, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Controle e Automação.

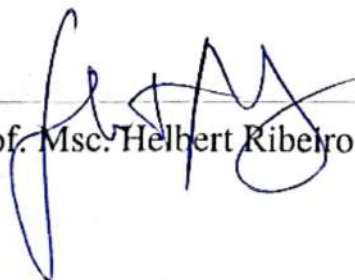
Aprovado em: 15 / 07 / 2026 pela banca examinadora:



Prof. Msc. Victor Alves Silva de Melo (Orientador) - IFMG



Prof. Msc. Deliene Costa Guimarães Barros - IFMG



Prof. Msc. Helbert Ribeiro de Sá - IFMG



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS GERAIS
Campus Betim
Diretoria de Ensino
Docentes Automação Industrial e Tecnologia da Informação
Rua Itamarati - CEP 32677-564 - Betim - MG
3135976360 - www.ifmg.edu.br

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aos 15 dias do mês de julho do ano de 2026, às dezoito horas nas dependências do IFMG – *Campus* Betim, reuniu-se a banca examinadora presidida por mim, professor Victor Alves Silva e Melo, e demais membros, professora Deliene Costa Guimarães Barros e professor Helbert Ribeiro de Sá. Nesta ocasião a discente NATHALIA STEFANY FERRÃO MORAES do curso de Bacharelado em Engenharia de Controle e Automação, com registro acadêmico de número 0029863 do IFMG – *Campus* Betim, defendeu seu Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) intitulado “ANÁLISE DE FALHA EM AUTOTRANSFORMADOR ASSOCIADA À DEGRADAÇÃO DA BUCHA DE ALTA TENSÃO” e foi APROVADA, com 92 (noventa e dois) pontos.

Este resultado reflete o cumprimento parcial dos critérios de avaliação estabelecidos pelo curso e reconhece os esforços e a dedicação do discente e seu orientador no desenvolvimento do seu TCC. O lançamento da nota e o consequente encerramento do respectivo processo está condicionado ao cumprimento dos procedimentos pós-defesa conforme previstos nos regulamentos vigentes. Tais procedimentos pós-defesa devem ser finalizados dentro do prazo limite de 3 dias úteis, a contar da data desta ata. O descumprimento destes procedimentos até a data estipulada implicará em atribuição de nota 0 (zero) e consequente reprovação.

A sessão foi encerrada às dezenove horas. Para constar, eu, Victor Alves Silva e Melo, redigi a presente ata que após lida publicamente, foi aprovada e assinada pelo discente e membros da banca examinadora.

Betim, 15 de julho de 2026.



Documento assinado eletronicamente por **Victor Alves Silva e Melo, Professor**, em 15/07/2026, às 20:03, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Deliene Costa Guimaraes Barros, Professora Substituta**, em 16/07/2026, às 17:28, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Helbert Ribeiro de Sa, Professor**, em 17/07/2026, às 03:02, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site <https://sei.ifmg.edu.br/consultadocs> informando o código verificador **2810719** e o código CRC **FC9576FF**.

23792.000868/2026-83	2810719v1
----------------------	-----------

Dedico este trabalho à minha família, que sempre esteve ao meu lado ao longo desta caminhada. Esta conquista não é apenas minha, mas de todos nós, vocês sempre foram e continuarão sendo minha base, minha força e minha maior inspiração para seguir em frente.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, por ter me sustentado durante toda essa caminhada, me concedendo força, sabedoria e coragem para seguir em frente, mesmo quando o caminho parecia difícil. Sem Sua presença em minha vida, nada disso seria possível.

Aos meus pais, Amilton Moraes e Angela Ferrão, agradeço por todo amor, incentivo e por nunca medirem esforços para que eu alcançasse meus objetivos, vocês sempre acreditaram em mim, mesmo quando eu mesma duvidei da minha capacidade. Essa conquista também é de vocês, que me ensinaram o valor da honestidade, da perseverança e do trabalho.

Aos meus irmãos, Nathanael Moraes e Gabriel Moraes, e ao meu sobrinho Nicholas Moraes, obrigada por fazerem parte da minha vida, pelos momentos de alegria, pelo carinho e por compreenderem minha ausência em tantos momentos durante essa jornada. Ter vocês ao meu lado tornou tudo mais leve.

Ao meu noivo, Gustavo Nunes, obrigada por nunca me deixar desistir, por acreditar em mim nos momentos mais difíceis, por compreender minhas ausências, minha ansiedade e o cansaço em conciliar trabalho, faculdade e vida pessoal. Seu apoio, incentivo, paciência e amor foram fundamentais para que eu chegasse até aqui.

A DATA Engenharia, empresa onde tenho a satisfação de trabalhar, agradeço pela confiança e pela oportunidade de utilizar um caso real como base para este trabalho. Em especial, agradeço aos meus colegas Allyrio Meira e Luiz Moreira, que sempre estiveram dispostos a compartilhar conhecimentos, esclarecer dúvidas e me apoiar durante o desenvolvimento deste TCC.

Ao meu orientador, Victor Melo, agradeço pela orientação, dedicação e pelos conhecimentos compartilhados ao longo deste trabalho. Agradeço também a todos os professores que contribuíram para minha formação e a todos os meus amigos, que compreenderam minha ausência e sempre me incentivaram.

A caminhada até aqui foi marcada por muitos desafios, especialmente pelos impactos da pandemia, que transformou a rotina acadêmica e exigiu ainda mais dedicação, adaptação e perseverança. Cada obstáculo superado contribuiu para meu crescimento pessoal e profissional, tornando esta conquista ainda mais significativa. Cada dificuldade enfrentada fortaleceu minha determinação e tornou este momento ainda mais especial.

Por fim, agradeço à Nathalia que, anos atrás, escolheu cursar o Técnico em Automação Industrial e decidiu continuar na Engenharia de Controle e Automação. Apesar das dificuldades, ela perseverou e nunca desistiu dos seus sonhos. Hoje, tenho orgulho da trajetória percorrida e da profissional que estou me tornando.

A todos que contribuíram, direta ou indiretamente, para que este momento se tornasse realidade, meu mais sincero agradecimento.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise técnica da falha ocorrida em um autotransformador de potência 500/138/13,8 kV, associada à degradação do sistema de vedação da bucha de alta tensão, investigando os mecanismos que contribuíram para o comprometimento dielétrico do equipamento e para a evolução da falha interna. Para isso, são avaliados os resultados obtidos por meio de inspeções em campo e em fábrica, ensaios elétricos, análises físico-químicas do óleo isolante, inspeções internas da parte ativa e atuação dos sistemas de proteção associados ao transformador. O estudo busca correlacionar os indícios identificados durante o processo de diagnóstico — como presença de umidade, oxidação, descargas parciais e formação de gases combustíveis — com a degradação progressiva do sistema de isolamento do equipamento.

Além da análise da falha, o trabalho apresenta as etapas de desmontagem, recuperação e rebobinamento do transformador, incluindo a substituição de acessórios críticos e a execução dos ensaios de aceitação e comissionamento realizados após o reparo, com o objetivo de verificar o restabelecimento das condições elétricas, mecânicas e dielétricas da unidade.

Por fim, o trabalho busca destacar a importância das inspeções periódicas, da manutenção preditiva orientada por condição, do monitoramento contínuo e da correta aplicação dos sistemas de proteção como estratégias fundamentais para aumentar a confiabilidade operacional, reduzir falhas internas e prolongar a vida útil de transformadores de potência aplicados em sistemas elétricos de alta criticidade.

Palavras-chave: Transformador de potência; Autotransformador; Sistemas de proteção; Bucha de alta tensão; Falha dielétrica; Análise de gases dissolvidos (DGA); Manutenção preditiva.

ABSTRACT

This work aims to carry out a technical analysis of the failure that occurred in a 500/138/13.8 kV power autotransformer, associated with the degradation of the sealing system of the high-voltage bushing, investigating the mechanisms that contributed to the dielectric deterioration of the equipment and to the development of the internal fault. For this purpose, the results obtained through field and factory inspections, electrical tests, physicochemical analyses of the insulating oil, internal inspections of the active part, and the operation of the transformer protection systems are evaluated. The study seeks to correlate the evidence identified during the diagnostic process — such as the presence of moisture, oxidation, partial discharges, and the formation of combustible gases — with the progressive degradation of the transformer insulation system.

In addition to the failure analysis, this work presents the stages of transformer disassembly, recovery, and rewinding, including the replacement of critical accessories and the execution of acceptance and commissioning tests performed after the repair process, aiming to verify the restoration of the unit's electrical, mechanical, and dielectric conditions.

Finally, this work highlights the importance of periodic inspections, condition-based predictive maintenance, continuous monitoring, and the proper application of protection systems as fundamental strategies to increase operational reliability, reduce internal faults, and extend the service life of power transformers applied in highly critical electrical power systems.

Keywords: Power transformer; Autotransformer; Protection systems; High-voltage bushing; Dielectric failure; Dissolved gas analysis (DGA); Predictive maintenance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema Elétrico de Potência (SEP).	17
Figura 2 – Primeiro transformador desenvolvido por William Stanley.	18
Figura 3 – Circuito monofásico equivalente de um transformador.	19
Figura 4 – Estrutura básica de um transformador monofásico e seus enrolamentos. . . .	20
Figura 5 – Principais características físicas externas e internas de um transformador de potência.	22
Figura 6 – Calor gerado nos enrolamentos por meio das perdas existentes no transformador.	22
Figura 7 – Parte ativa do transformador - Frontal.	24
Figura 8 – Parte ativa do transformador - Pannel.	24
Figura 9 – Temperatura de formação dos gases combustíveis.	27
Figura 10 – Ciclo de operação e de manutenção do equipamento, desde o seu comissiona- mento até o fim de sua vida útil.	30
Figura 11 – Estatística das causas para saída de serviço de transformadores de potência .	33
Figura 12 – Indicador do nível de óleo.	36
Figura 13 – Acessórios de medição e monitoramento da temperatura do óleo em transfor- madores	37
Figura 14 – Válvula de Alívio.	37
Figura 15 – Acessórios para controle de umidade	38
Figura 16 – Modelos de comutadores CDC e CST	38
Figura 17 – Hydran.	39
Figura 18 – Inspeção em campo no autotransformador.	42
Figura 19 – Vazamento no terminal da bucha de H1.	48
Figura 20 – Detalhamento sobre as juntas da bucha de alta tensão.	49
Figura 21 – Detalhamento sobre as juntas da bucha de alta tensão.	49
Figura 22 – Umidade no sistema isolante.	50
Figura 23 – Ocorrências de descargas parciais na saída da bucha H1.	51
Figura 24 – Fusão de material condutor, no ponto de falha.	51
Figura 25 – Montagem do transformador em campo.	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Requisitos para os ensaios dielétricos.	25
Tabela 2 – Razões e diagnósticos de Rogers.	28
Tabela 3 – Plano mínimo de atividades e periodicidades para manutenção de transforma- dores e autotransformadores.	31
Tabela 4 – Exemplos de relação entre falhas típicas, acessórios de proteção e tipo de atuação.	33
Tabela 5 – Placa do transformador.	41
Tabela 6 – Resultado análise cromatográfica do óleo antes da inspeção inicial.	46
Tabela 7 – Dados técnicos das buchas para análise.	47
Tabela 8 – Resultado do ensaio nas buchas de AT e BT antes da inspeção inicial.	47

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEP	Sistema Elétrico de Potência
R_p	Resistência de dispersão do enrolamento primário
X_p	Reatância de dispersão do enrolamento primário
R_s	Resistência de dispersão do enrolamento secundário
X_s	Reatância de dispersão do enrolamento secundário
R_c	Perdas no núcleo do transformador
X_m	Modela a reatância de magnetização
V	Tensão [V]
N	Número de espiras
I	Corrente [A]
Z	Impedância [%]
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IEC	International Electrotechnical Commission
TTR	Relação de transformação
DP	Ensaio de descargas parciais
SFRA	Análise da resposta em frequência
PCB	Bifenilas Policloradas (Ascarel)
H ₂	Hidrogênio
CH ₄	Metano
C ₂ H ₆	Etano
C ₂ H ₄	Etileno
C ₂ H ₂	Acetileno
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DGA	Análise de gases dissolvidos

SCADA	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados
CDC	Comutador de Derivações em Carga
CST	Comutador de Derivações sem Carga
OLTC	On-Load Tap Changer
NLTC	No-Load Tap Changer
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
PA	Parte Ativa
Um	Tensão máxima do equipamento
EPRI	Electric Power Research Institute
IFMG	Instituto Federal de Minas Gerais
TAP's	Derivação elétrica / Deriação dos enrolamentos

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	14
1.1.1	<i>Objetivo geral</i>	14
1.2	Justificativa	15
1.3	Organização do Texto	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1	Sistema Elétrico de Potência (SEP)	17
2.2	Transformador de Potência	18
2.2.1	<i>Características construtivas</i>	21
2.2.1.1	<i>Características Externas</i>	21
2.2.1.2	<i>Características Internas</i>	23
2.2.2	<i>Ensaio dielétricos aplicados a transformadores</i>	25
2.2.3	Como os Gases São Gerados X Análise Cromatográfica	26
2.2.4	<i>Método de Rogers para interpretação de gases dissolvidos</i>	28
2.2.5	<i>Análise e estratégias de mitigação de falhas</i>	28
2.2.6	<i>Falhas típicas e proteções em Transformadores</i>	31
2.2.6.1	<i>Falhas Internas</i>	31
2.2.6.2	<i>Falhas Externas</i>	32
2.2.6.3	<i>Relação entre falhas e sistemas de proteção</i>	32
2.2.7	<i>Estatísticas de falhas</i>	33
2.3	Sistema de Proteção de Transformadores	35
2.3.1	<i>Crêterios para Seleção e Aplicação dos Sistemas de Proteção</i>	35
2.3.2	<i>Acessórios de proteção aplicados em transformadores</i>	36
3	METODOLOGIA	40
3.1	Caracterização do Objeto de Estudo	40
3.2	Solução Proposta e Escopo da Intervenção	43
4	RESULTADOS	45
4.1	Análise da Ocorrência e Evidências Iniciais	45
4.2	Resultados dos Ensaio Diagnósticos	45

4.2.1	Análise Cromatográfica Durante a Inspeção	45
4.2.2	Ensaaios	46
4.3	Inspeção Interna	50
4.4	Diagnóstico da Falha	51
4.5	Intervenção e Recuperação do Equipamento	52
4.6	Validação Pós-Reparo	52
5	CONCLUSÃO	54
	REFERÊNCIAS	55

1 INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência são elementos indispensáveis no sistema elétrico, desempenhando a função de elevar ou abaixar os níveis de tensão entre os diferentes elos da cadeia de geração, transmissão e distribuição de energia. De acordo com a Cigré Working Group (2011), falhas nesses equipamentos representam uma das principais causas de indisponibilidade em subestações de energia, além de acarretarem elevados custos operacionais e riscos à segurança do sistema.

A proteção dos transformadores é fundamental para assegurar sua operação segura e a continuidade do fornecimento de energia. Nesse contexto, a adoção de dispositivos e estratégias adequadas permite a detecção de condições anormais de operação, prevenindo danos severos ao equipamento, interrupções prolongadas e o comprometimento da estabilidade da rede elétrica. Para isso, é necessário empregar sistemas de proteção especializados que sejam capazes de identificar anomalias.

Este trabalho tem como objetivo apresentar os principais acessórios e sistemas de monitoramento e proteção aplicados a transformadores de potência, destacando sua importância na identificação de anomalias e na prevenção de falhas. Para isso, são abordados os mecanismos de degradação mais comuns, os métodos de diagnóstico utilizados na avaliação da condição do equipamento e a aplicação prática desses recursos por meio de um estudo de caso real. Dessa forma, busca-se evidenciar a contribuição dos sistemas de monitoramento e proteção para a confiabilidade operacional, a segurança e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

1.1 Objetivos

1.1.1 *Objetivo geral*

Analisar os principais mecanismos de falha em autotransformador por meio de um estudo de caso real, destacando a aplicação de técnicas de diagnóstico, a atuação dos sistemas de monitoramento e proteção como ferramentas de apoio à identificação de anomalias, e as etapas envolvidas na recuperação e reconstrução do equipamento.

- Apresentar os principais modos de falha que podem ocorrer em autotransformador e seus impactos na operação do sistema elétrico.
- Descrever os principais acessórios e sistemas de proteção e monitoramento aplicados a transformadores, destacando suas funções e sua importância para a confiabilidade operacional do equipamento
- Avaliar as técnicas de diagnóstico utilizadas na identificação de falhas, incluindo ensaios elétricos, inspeções e análise cromatográfica do óleo isolante

- Analisar um estudo de caso real envolvendo a ocorrência de falha em um autotransformador de potência, abordando o processo de diagnóstico, inspeção, reparo e substituição de componentes.
- Correlacionar os resultados obtidos com a atuação dos sistemas de monitoramento e proteção, evidenciando sua contribuição para a identificação e mitigação de falhas.

1.2 Justificativa

A escolha deste tema justifica-se pelo fato dos transformadores desempenharem um papel fundamental na cadeia da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive pela criticidade da sua operação contínua e segura. Devido à sua importância e alto custo em relação à sua substituição, seja ela pela aquisição de novos equipamentos ou por reformas, falhas em transformadores podem resultar em impactos significativos, como interrupção prolongadas no fornecimento de energia, prejuízos econômicos e riscos à estabilidade da rede elétrica. De acordo com alguns estudos (Bechara, Ricardo Brandão, 2010), os transformadores estão entre as principais causas de instabilidade em subestações, e têm impacto diretamente na confiabilidade do sistema elétrico.

Diante desse cenário, torna-se indispensável não apenas o dimensionamento adequado dos transformadores, mas também a aplicação de sistemas de proteção eficazes, capazes de detectar falhas em tempo hábil. Ao projetar ou aplicar um transformador de potência, é necessário considerar as condições operacionais e, sobretudo, as características específicas do local de instalação, pois esses fatores influenciam diretamente nos custos de fabricação, operação e manutenção. Além disso, aspectos ambientais e de segurança devem ser observados, especialmente no caso de transformadores a óleo, que apresentam riscos de vazamentos, contaminação e até incêndios se instalados em locais inadequados, próximos a pessoas ou animais. O descarte incorreto do óleo isolante após a manutenção é outro fator que reforça a necessidade de análise criteriosa na escolha e proteção desses equipamentos.

Apesar da ampla gama de tecnologias de proteção disponíveis para o mercado, nem todas são aplicáveis a qualquer tipo de transformador ou instalação. A escolha dos sistemas de proteção deve considerar o porte do equipamento, o ambiente operacional, os riscos associados e as exigências normativas ou contratuais de cada aplicação. No entanto, observa-se na prática que muitos sistemas são subutilizados ou mal implementados, seja por desconhecimento técnico, limitação orçamentária ou por decisões baseadas apenas em critérios comerciais. Isso reforça a importância de estudos que apresentem situações reais de aplicação de sistemas de proteção, com base em experiências práticas e critérios técnicos bem fundamentados.

Dessa forma, este trabalho visa contribuir com o entendimento aplicado à proteção de transformadores de potência, por meio de uma visão técnica voltada à realidade operacional.

1.3 Organização do Texto

Este trabalho está organizado da seguinte forma: O Capítulo 1 apresenta a introdução e os objetivos. O Capítulo 2 aborda a revisão bibliográfica. O Capítulo 3 descreve a metodologia aplicada no estudo de caso. O Capítulo 4 apresenta os resultados e discussões. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho.

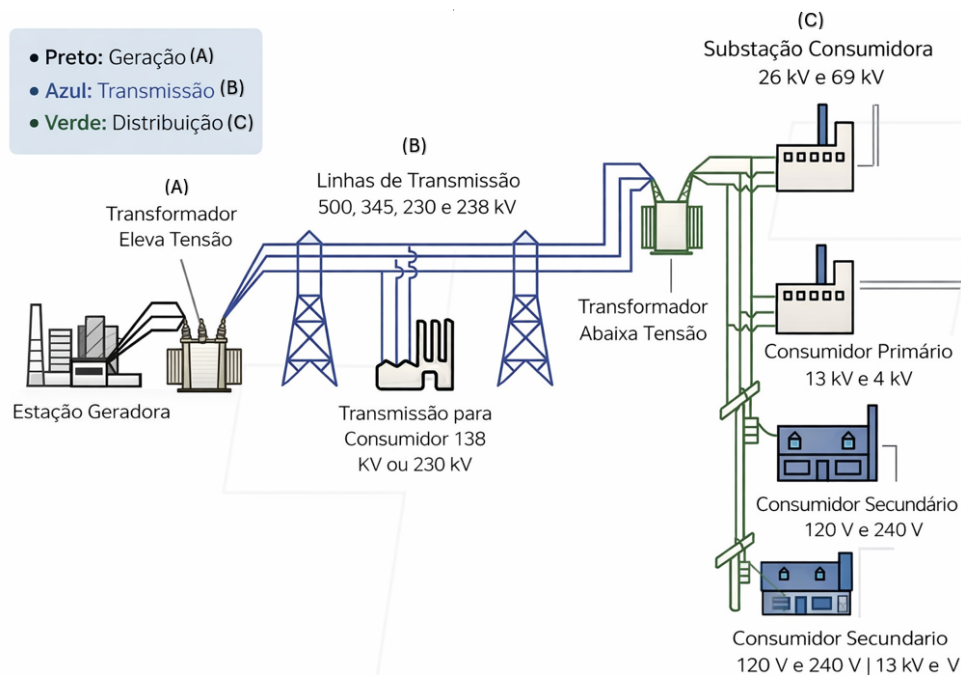
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistema Elétrico de Potência (SEP)

Ao abordar o setor elétrico, faz-se, em geral, referência ao Sistema Elétrico de Potência (SEP), o qual é constituído por um conjunto integrado de instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em larga escala, sendo indispensável para a garantia da segurança energética e para o desenvolvimento econômico de um país.

Para que a energia elétrica chegue ao ponto de consumo final, ela percorre diversas etapas essenciais, as quais asseguram sua adequada transformação, transporte e distribuição. Essas etapas estão representadas de forma esquemática na Figura 1, que ilustra a estrutura básica de um Sistema Elétrico de Potência, desde a geração nas usinas até a entrega da energia aos consumidores finais, evidenciando a inserção dos transformadores nas subestações ao longo desse processo. Nesse contexto, segundo Energês, o transformador de potência desempenha um papel fundamental, uma vez que possibilita a elevação e o rebaixamento dos níveis de tensão e corrente, viabilizando a transmissão de energia elétrica de forma eficiente e segura, especialmente ao longo de grandes distâncias.

Figura 1 – Sistema Elétrico de Potência (SEP).



Fonte: Adaptado de Energês, 2021.

Com base na trajetória da energia elétrica desde sua geração até o consumo final, fica evidente a importância dos transformadores de potência estudados como elementos fundamentais para a viabilidade, eficiência e confiabilidade dos sistemas elétricos modernos, reforçando a necessidade de estudos voltados à sua operação e proteção.

2.2 Transformador de Potência

O desenvolvimento do transformador está diretamente ligado às descobertas fundamentais do eletromagnetismo no século XIX, especialmente à Lei da Indução Eletromagnética de Michael Faraday (1831), que demonstrou que uma variação no fluxo magnético em um circuito induz uma tensão elétrica em outro. A partir dessa base teórica, surgiram os primeiros dispositivos experimentais, evoluindo para equipamentos robustos capazes de operar em sistemas de corrente alternada.

Segundo Energês, 2021, em 1885, William Stanley construiu o primeiro transformador comercial para a Westinghouse, possibilitando a transmissão de energia elétrica em alta tensão e longas distâncias, reduzindo perdas e tornando viável a eletrificação em larga escala. Esse avanço consolidou o transformador como elemento indispensável nos Sistemas Elétricos de Potência. A Figura 2 apresenta William Stanley e o primeiro transformador por ele desenvolvido.

Figura 2 – Primeiro transformador desenvolvido por William Stanley.



(a) William Stanley.



(b) Primeiro transformador.

Fonte: Energês, 2021.

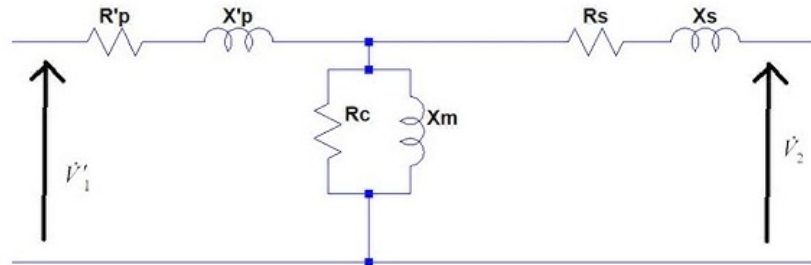
O princípio de funcionamento do transformador baseia-se na indução eletromagnética, fenômeno pelo qual a variação do fluxo magnético em um núcleo ferromagnético induz forças eletromotrizes nos enrolamentos eletricamente isolados e magneticamente acoplados.

Construtivamente, o transformador é constituído por dois ou mais enrolamentos, geralmente fabricados em fio de cobre e eletricamente isolados entre si, dispostos sobre um núcleo comum de aço silício, material ferromagnético responsável por conduzir e concentrar o fluxo magnético no interior do núcleo. Esses enrolamentos são magneticamente acoplados, permitindo a transferência de energia do enrolamento primário para um ou mais enrolamentos secundário e terciário, mantendo-se a frequência constante, enquanto os níveis de tensão e corrente são alterados conforme a relação de espiras.

Para fins de análise e modelagem teórica, a PET Elétrica UFJF, 2019, informa que o transformador é frequentemente representado por um modelo ideal, no qual se assume acoplamento magnético perfeito entre os enrolamentos, ausência de perdas elétricas e magnéticas,

e inexistência de efeitos de saturação no núcleo. A Figura 3 apresenta o circuito monofásico equivalente de um transformador.

Figura 3 – Circuito monofásico equivalente de um transformador.



Fonte: PET Elétrica UFJF, 2019.

Os parâmetros apresentados nesse modelo permitem representar as principais perdas e efeitos eletromagnéticos envolvidos na operação do transformador.

Além disso, o modelo equivalente apresentado na Figura 3 permite representar de forma mais detalhada o comportamento elétrico do transformador por meio de seus parâmetros internos. Conforme descrito por Henrique Mattede, 2013, nesse circuito, R_p e X_p é apresentado, respectivamente, a resistência e a reatância de dispersão do enrolamento primário, associadas às perdas ôhmicas nos condutores e aos fluxos magnéticos não acoplados.

De forma análoga, R_s e X_s correspondem à resistência e à reatância de dispersão do enrolamento secundário. No ramo central do circuito equivalente, R_c representa as perdas no núcleo do transformador, associadas aos fenômenos de histerese e correntes parasitas (correntes de Foucault), enquanto X_m modela a reatância de magnetização, relacionada à energia necessária para o estabelecimento do fluxo magnético no núcleo.

Embora o modelo ideal considere condições simplificadas, como ausência de perdas e acoplamento magnético perfeito, o circuito equivalente permite uma representação mais fiel do comportamento real do transformador.

A partir desse modelo, é possível compreender as relações entre tensões e correntes nos enrolamentos, conforme apresentado nas Equações 2.1 e 2.2.

Nessas condições, a relação entre as tensões do primário e do secundário é diretamente proporcional ao número de espiras de cada enrolamento, conforme a Equação 2.1:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.1)$$

De forma análoga, considerando a conservação da potência no modelo ideal, a relação entre as correntes nos enrolamentos primário e secundário é dada pela Equação 2.2:

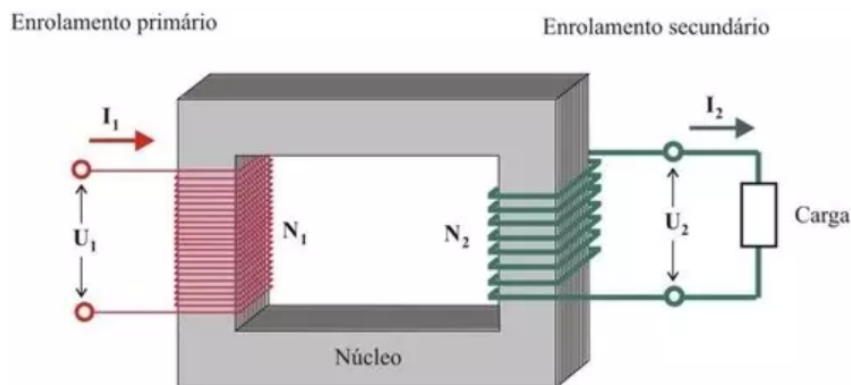
$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.2)$$

Entretanto, os transformadores utilizados nos Sistemas Elétricos de Potência apresentam comportamento distinto do modelo ideal, sendo classificados como transformadores reais. Nesses equipamentos, estão presentes perdas no núcleo, perdas nos enrolamentos, corrente de magnetização, saturação do núcleo e assimetrias.

A Figura 4 apresenta a estrutura básica de um transformador monofásico, evidenciando seus principais componentes físicos, como o núcleo magnético e os enrolamentos primário e secundário. Embora essas não idealidades não estejam explicitamente representadas na figura, elas estão associadas aos fenômenos eletromagnéticos que ocorrem nesses componentes durante a operação do transformador, como perdas por efeito Joule, perdas no núcleo e corrente de magnetização.

Essas características são consideradas no modelo equivalente do transformador, no qual tais efeitos são representados por meio de resistências e reatâncias associadas aos enrolamentos e ao núcleo magnético.

Figura 4 – Estrutura básica de um transformador monofásico e seus enrolamentos.



Fonte: Henrique Mattede, 2013.

Dessa forma, o comportamento real do transformador resulta da interação entre suas características construtivas e os fenômenos elétricos modelados no circuito equivalente.

Em função dessas características, a impedância do transformador passa a exercer papel fundamental em seu comportamento elétrico, especialmente durante condições de curto-circuito. De forma simplificada, a impedância pode ser expressa pela Equação 2.3.

$$Z = \frac{V}{I} \quad (2.3)$$

A impedância limita a corrente em condições normais e de falha, portanto, ela é frequentemente expressa em valores percentuais ou por unidade, facilitando a análise de correntes de

curto-circuito e o ajuste dos relés de proteção.

As não idealidades associadas aos transformadores reais exercem influência direta sobre os sistemas de proteção, uma vez que fenômenos como a corrente de magnetização, a saturação do núcleo e as perdas internas podem resultar em correntes elevadas mesmo na ausência de falhas internas. Dessa forma, torna-se necessária a aplicação de esquemas de proteção capazes de distinguir condições normais de operação de situações anormais, assegurando a seletividade, a sensibilidade e a confiabilidade da proteção aplicada aos transformadores de potência.

2.2.1 Características construtivas

O desempenho elétrico, térmico e mecânico dos transformadores está diretamente vinculado às suas características construtivas, tanto internas quanto externas. A seleção do tipo de transformador a ser empregado deve considerar as especificações e requisitos do projeto em questão. Há diversas categorias de transformadores disponíveis no mercado, tais como transformadores de potência, retificadores, forno, aterramento, autotransformadores, reguladores, entre outros, cada um projetado para atender a finalidades distintas dentro do sistema elétrico.

2.2.1.1 Características Externas

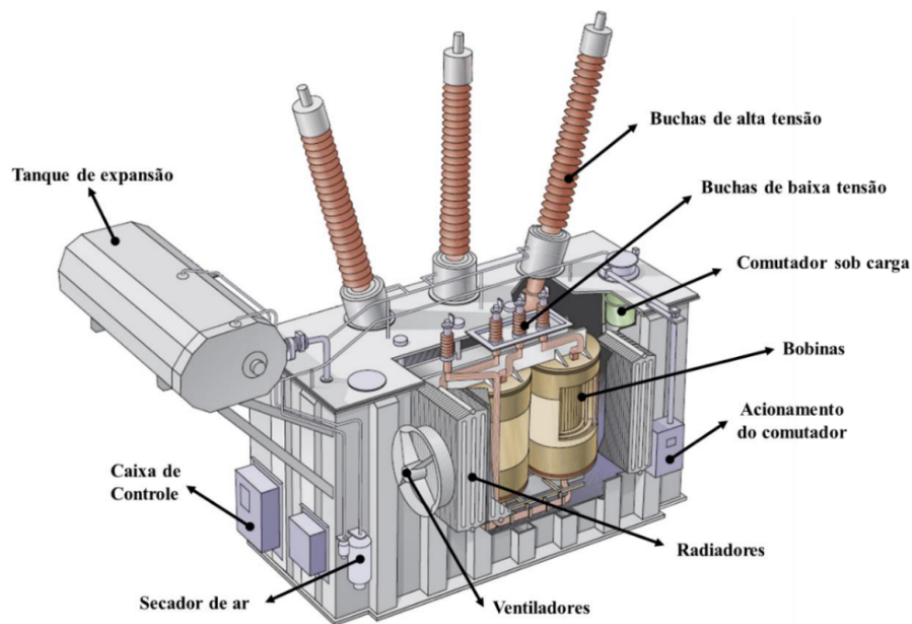
No que se refere às características externas do transformador, segundo Everton Soares Pivotto, 2013, destaca-se o tanque principal e o tanque de expansão, cuja função principal é armazenar o óleo isolante juntamente com a parte ativa do equipamento, composta pelo núcleo e pelos enrolamentos. Além disso, o tanque contribui para o processo de dissipação do calor gerado durante a operação do transformador.

Outro item importante são as buchas de alta e baixa tensão, que permitem a conexão elétrica entre os enrolamentos internos do transformador e os circuitos externos, assegurando o isolamento elétrico entre os condutores energizados e a carcaça metálica aterrada. As buchas são dispositivos isolantes projetados para permitir a passagem de um condutor energizado através de uma estrutura aterrada, como o tanque do transformador, sem que ocorra fuga de corrente elétrica (CIGRÉ Working Group A2.37, 2013).

Dessa forma, a corrente elétrica é conduzida pelo condutor interno da bucha, enquanto sua estrutura atua como elemento isolante, evitando descargas elétricas e falhas de isolamento. Além da sua função principal, as buchas são projetadas para suportar elevados níveis de tensão, condições ambientais adversas e fornecer suporte mecânico aos condutores, resistindo a esforços térmicos e eletrodinâmicos durante a operação.

Em conjunto, o tanque principal, o tanque de expansão e as buchas constituem elementos fundamentais da estrutura externa do transformador, assegurando o armazenamento adequado do óleo isolante, a conexão com o sistema elétrico e as condições necessárias para o funcionamento seguro e confiável do equipamento, conforme ilustrado na Figura 5.

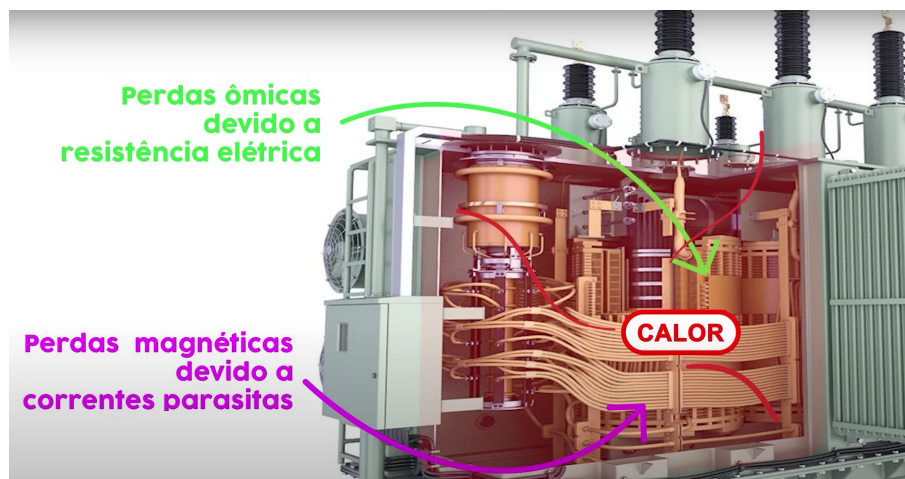
Figura 5 – Principais características físicas externas e internas de um transformador de potência.



Fonte: Everton Soares Pivotto, 2013.

Nesse contexto, destaca-se também o sistema de refrigeração, composto por radiadores associados a motoventiladores (quando aplicável) ou trocadores de calor. O transformador real apresenta perdas elétricas e magnéticas que são convertidas em calor, podendo resultar no superaquecimento do equipamento (Canal da Eletrica, 2020). Esse aquecimento acelera a degradação do óleo isolante e do papel isolante dos enrolamentos, fatores críticos que impactam diretamente a confiabilidade e a vida útil do transformador. O calor gerado pelas perdas é inicialmente transferido para o óleo isolante e, posteriormente, conduzido até as paredes do tanque, onde é dissipado para o ambiente, conforme demonstrado na Figura 6.

Figura 6 – Calor gerado nos enrolamentos por meio das perdas existentes no transformador.



Fonte: Canal da Eletrica, 2020.

Como a área da superfície externa do tanque não é suficiente para garantir uma dissipação térmica adequada, torna-se necessária a ampliação da área de troca térmica, a qual aumenta a área de contato com o ar ambiente e, conseqüentemente, a eficiência da dissipação de calor.

2.2.1.2 Características Internas

As características internas do transformador estão diretamente associadas ao seu desempenho elétrico, térmico e mecânico, sendo constituídas principalmente pela parte ativa, pelo comutador de derivações e pelo sistema de isolamento e refrigeração por meio do óleo isolante.

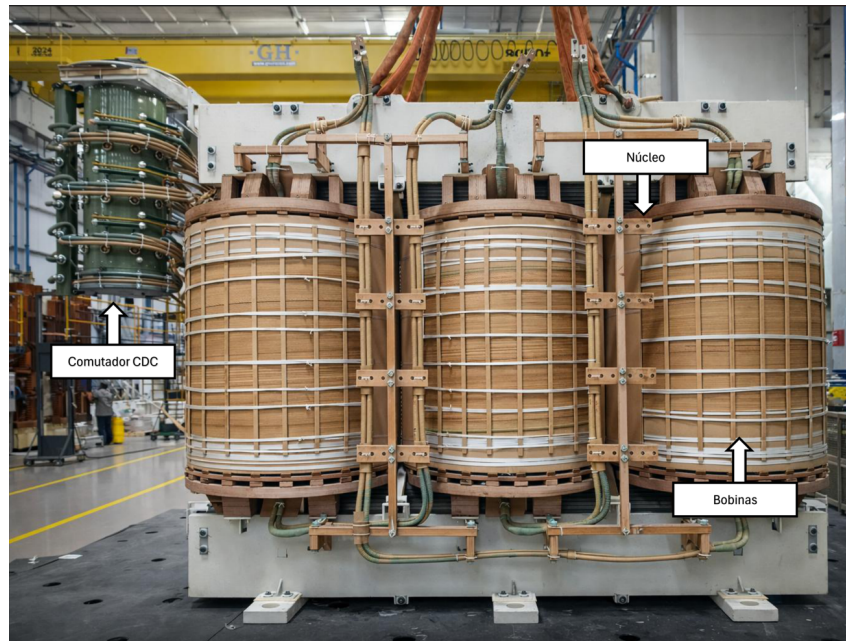
A parte ativa do transformador é composta pelo núcleo magnético e pelos enrolamentos primário, secundário e, quando existente, terciário que é utilizado para equilíbrio de cargas, fornecimento de energia auxiliar ou mitigação de harmônicas, além dos sistemas de prensagem e calços que asseguram a integridade mecânica do conjunto. O núcleo, responsável por conduzir o fluxo magnético entre os enrolamentos é constituído por chapas finas de aço silício, material ferromagnético que possui uma camada isolante superficial, conhecida como Carlite, aplicada com o objetivo de reduzir as perdas de Foucault e histerese, e por correntes parasitas (CIGRÉ Working Group A2.37, 2013).

Os enrolamentos, também denominados bobinas, podem ser constituídos por fitas de alumínio ou fios de cobre isolados com esmalte ou papel, cuja configuração varia de acordo com a aplicação e os níveis de corrente envolvidos, sendo responsáveis pela condução da corrente elétrica e pela transformação dos níveis de tensão.

Outro componente interno relevante é o comutador de derivações, responsável pelo ajuste da tensão de saída por meio da variação do número de espiras do enrolamento, permitindo compensar variações da tensão da rede e diferentes condições de carga (ABB, 2019). Esse ajuste pode ser realizado com o transformador energizado, por meio do Comutador de Derivações em Carga (CDC), internacionalmente conhecido como *On-Load Tap Changer (OLTC)*, ou com o equipamento desenergizado, por meio do Comutador de Derivações sem Tensão (CST), internacionalmente conhecido como *No-Load Tap Changer (NLTC)*. A escolha entre esses dispositivos depende dos requisitos operacionais e da criticidade da aplicação.

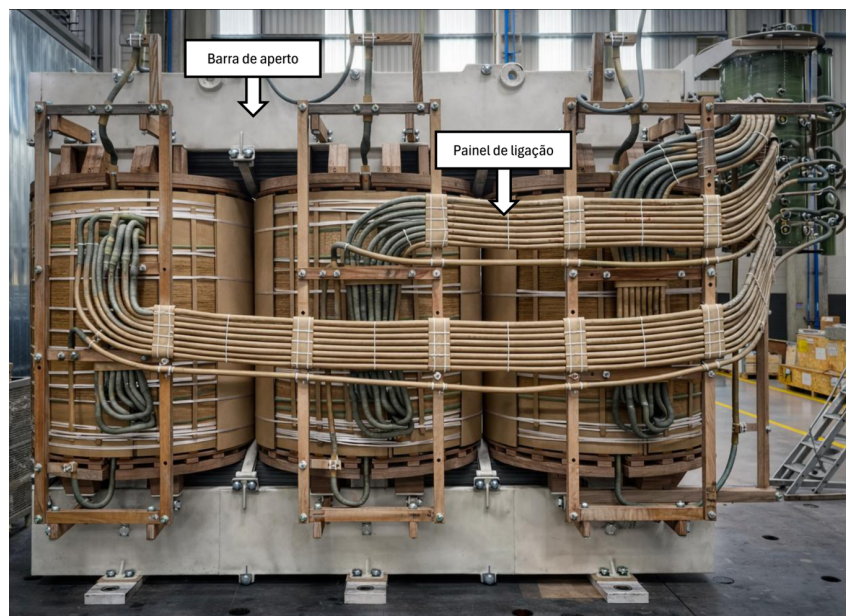
As Figuras 7 e 8 apresentam exemplos da parte ativa de um transformador trifásico de potência de 70/85 MVA, 138/13,8 kV, grupo vetorial Dyn1.

Figura 7 – Parte ativa do transformador - Frontal.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Figura 8 – Parte ativa do transformador - Pannel.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Em relação ao isolamento elétrico interno, tem-se óleo de isolamento como principal item de refrigeração no transformador, responsável pela dissipação do calor gerado. Para cumprir adequadamente sua função dielétrica, deve estar livre de umidade e impurezas. O tipo de óleo mais utilizado é o mineral, devido ao bom desempenho e baixo custo, porém inflamável e com riscos ambientais. Enquanto o óleo vegetal e o óleo sintético (base de silicone) são aplicados

conforme requisitos específicos de segurança, desempenho térmico e aspectos ambientais, sendo a escolha definida pelas condições de instalação e aplicação do equipamento.

Dessa forma, compreender as principais características dos transformadores é fundamental para seu correto dimensionamento e para a avaliação de seu desempenho, confiabilidade e segurança. Nesse contexto, a realização de ensaios elétricos, mecânicos e térmicos é essencial para verificar a integridade dos componentes, assegurar a conformidade com as normas técnicas e identificar possíveis falhas antes que comprometam a operação do equipamento.

2.2.2 Ensaios dielétricos aplicados a transformadores

Todo transformador passa por ensaios elétricos responsáveis por garantir sua funcionalidade e confiabilidade. Esses ensaios são classificados em três categorias principais conforme estabelecido pela norma ABNT - Norma Brasileira 5356-3, 2007:

- Ensaio de ROTINA: Verifica a fabricação, ou seja, se o transformador foi fabricado corretamente. Necessário executar em todos os transformadores conforme norma.
- Ensaio de TIPO: Verifica o projeto, ou seja, se o projeto foi feito corretamente e está adequado. Necessário executar em apenas uma unidade representativa, conforme norma.
- Ensaio ESPECIAL: Verifica algum requisito específico. Necessário executar em apenas uma unidade representativa, conforme norma e determinação do cliente.

A norma NBR 5356-3 vincula cada ensaio dielétrico a uma das três categorias citadas, de acordo com a tensão máxima do equipamento (U_m), conforme descrito pela Tabela 1.

Tabela 1 – Requisitos para os ensaios dielétricos.

Tensão máxima do equipamento U_m kV	Ensaios					
	Impulso atmosférico (Seções 13 e 14)		Impulso de manobra (IM) (Seção 15)	Tensão induzida de longa duração (CALD) (12.4)	Tensão induzida de curta duração (CACD) (Seção 12)	Tensão suportável à frequência industrial (Seção 11)
	Onda plena (IA)	Onda cortada (IAC)				
$U_m \leq 72,5$	Tipo	Tipo	Não aplicável	Não aplicável	Rotina	Rotina
$72,5 < U_m \leq 170$	Tipo	Tipo	Não aplicável	Especial	Rotina	Rotina
$170 < U_m < 300$	Tipo	Tipo	Rotina (ver nota)	Rotina	Especial (ver nota)	Rotina
$U_m \geq 300$	Rotina	Rotina	Rotina (ver nota)	Rotina	Especial (ver nota)	Rotina
NOTA Se o ensaio de tensão induzida de curta duração for especificado, o ensaio de impulso de manobra não é necessário. Isto deve estar claramente definido nas especificações.						

Dentre os principais ensaios de tipo e especiais, destacam-se a análise cromatográfica do óleo isolante, o ensaio de descargas parciais e a análise da resposta em frequência (SFRA), que permitem identificar falhas internas, degradação do sistema de isolamento e possíveis deformações mecânicas nos enrolamentos. Esses ensaios fornecem informações essenciais para o diagnóstico do equipamento, contribuindo para a avaliação de sua confiabilidade e vida útil.

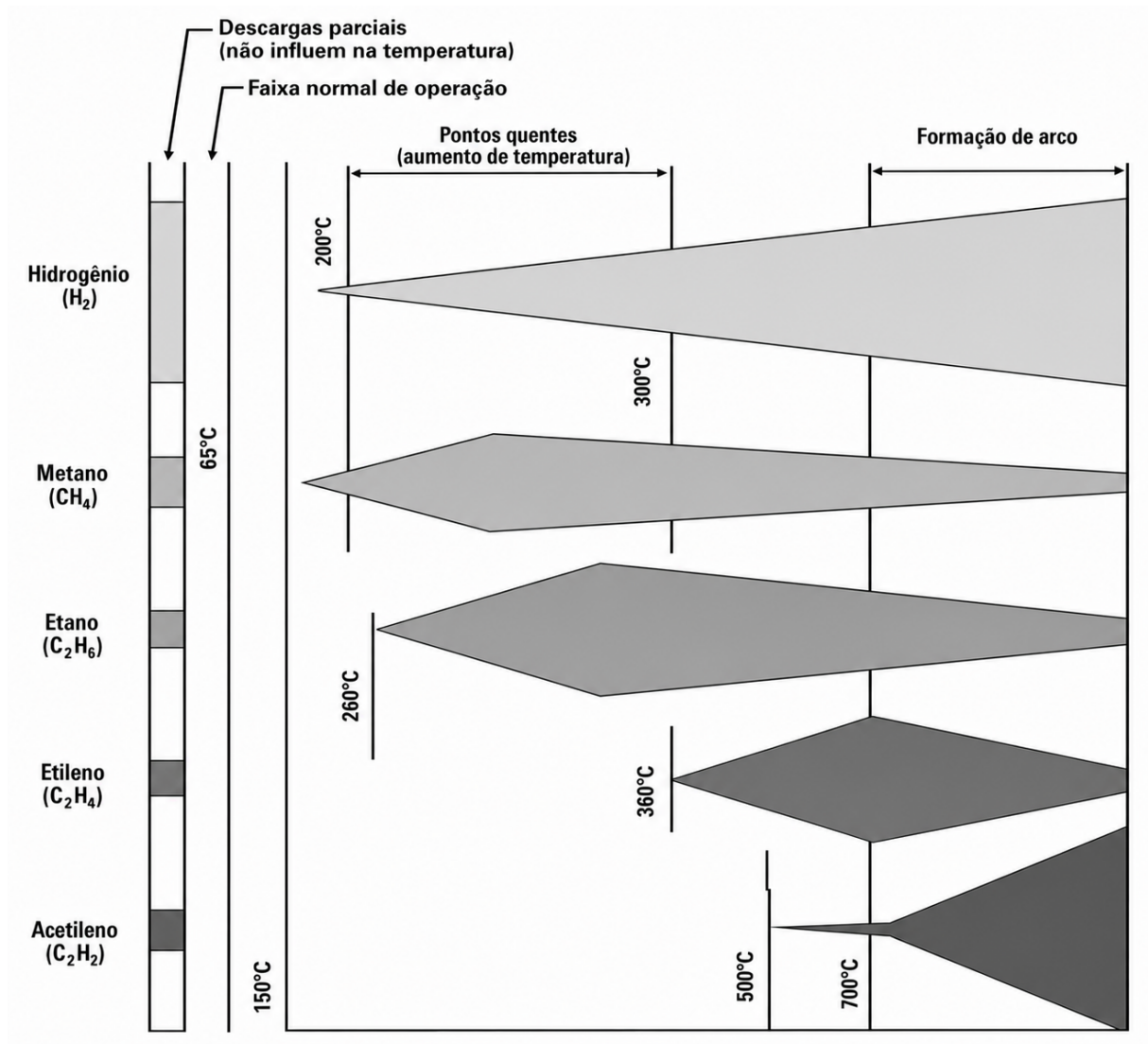
Contudo, mesmo após a realização dos ensaios de rotina, tipo e especiais, o transformador permanece sujeito a esforços elétricos, térmicos, mecânicos e ambientais que podem acelerar sua degradação ao longo da vida útil. Dessa forma, além dos ensaios realizados durante a fabricação e após intervenções de manutenção, torna-se fundamental a aplicação de técnicas de monitoramento e diagnóstico capazes de identificar anomalias em estágios iniciais, contribuindo para o aumento da confiabilidade operacional e da segurança do equipamento.

Os resultados obtidos por meio desses ensaios constituem importantes ferramentas para a avaliação da condição dos transformadores, permitindo a identificação de falhas, a definição de ações corretivas e a validação de reparos realizados. Além disso, fornecem dados relevantes para a análise da condição dos acessórios de proteção e monitoramento, contribuindo para o aumento da confiabilidade e da segurança operacional do equipamento. A aplicação prática de alguns desses métodos será apresentada no estudo de caso desenvolvido neste trabalho.

2.2.3 Como os Gases São Gerados X Análise Cromatográfica

Os gases dissolvidos no óleo isolante são gerados, principalmente, em função de processos térmicos e elétricos no interior do transformador. Ou seja, o aquecimento do transformador promove a degradação da celulose, que evolui com a geração de gases combustíveis. De forma geral, quanto maior a temperatura de operação ou a severidade da falha, maior será a taxa de decomposição do óleo e dos materiais isolantes, resultando na formação de gases — especialmente os gases combustíveis (GIELSON V.O. VERAS). A relação entre a temperatura e o tipo de gás gerado é analisada por meio da Figura 9 apresentada abaixo.

Figura 9 – Temperatura de formação dos gases combustíveis.



Fonte: GIELSON V.O. VERAS, .

A interpretação e o diagnóstico da análise de gases dissolvidos são realizados com base em normas consolidadas, como a ABNT NBR 7274, a IEEE C57.104 e a IEC 60599. Essas normas estabelecem limites e diretrizes para avaliação das concentrações gasosas e sua evolução ao longo do tempo.

Entretanto, a análise não deve se restringir apenas à comparação com valores de referência. Um diagnóstico confiável exige a consideração de diversos fatores operacionais e construtivos do equipamento, tais como tipo de transformador, fabricante, idade, nível de tensão, potência, histórico de carregamento, condições de operação e características do óleo isolante.

2.2.4 Método de Rogers para interpretação de gases dissolvidos

A análise de gases dissolvidos no óleo isolante permite identificar falhas internas em transformadores por meio da avaliação dos gases gerados pela degradação térmica e elétrica dos materiais isolantes. Para auxiliar na interpretação desses resultados, diversos métodos foram desenvolvidos, destacando-se o Método de Rogers, utilizado principalmente em condições de falha em evolução.

Esse método baseia-se na análise das razões entre concentrações de gases combustíveis dissolvidos no óleo, permitindo identificar diferentes modos de falha em desenvolvimento (Lucas Tenório). A metodologia é amplamente utilizada em conjunto com as recomendações das normas IEEE C57.104 e a IEC 60599, o qual permite classificar a condição do equipamento desde operação normal até diferentes tipos de falhas incipientes ou ativas.

As relações gasosas são definidas a partir de combinações entre gases como hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) e acetileno (C_2H_2). Essas razões são avaliadas na sequência R2, R1 e R5, conforme apresentado na Tabela 2. A combinação dos resultados dessas relações permite classificar a condição do equipamento, identificando fenômenos como descargas parciais, falhas térmicas de diferentes intensidades e arcos elétricos.

Tabela 2 – Razões e diagnósticos de Rogers.

Razões	R2 - (C_2H_2/C_2H_4)	R1 - (CH_4/H_2)	R5 - (C_2H_4/C_2H_6)	Sugestão de Diagnóstico
Casos	< 0,1	$0,1 < R1 < 1$	< 1	Unidade Normal
	< 0,1	< 0,1	< 1	Descargas P. e Arco - Baixa intensidade
	$0,1 < R2 < 3$	$0,1 < R1 < 1$	> 3	Arco Elétrico de Alta intensidade
	< 0,1	$0,1 < R1 < 1$	$1 < R5 < 3$	Falha térmica de baixa temperatura
	< 0,1	> 1	$1 < R5 < 3$	Falha térmica <700°C
	< 0,1	> 1	> 3	Falha térmica >700°C

Fonte: Lucas Tenório, s.d..

Dessa forma, o Método de Rogers constitui uma importante ferramenta de diagnóstico para transformadores de potência, auxiliando na identificação da natureza das falhas e na definição das ações de manutenção mais adequadas.

2.2.5 Análise e estratégias de mitigação de falhas

O ciclo de vida de um transformador deve ser acompanhado desde o comissionamento até o fim de sua operação, com foco na identificação precoce de falhas que possam comprometer sua confiabilidade e segurança. Para isso, a aplicação de programas de manutenção preventiva

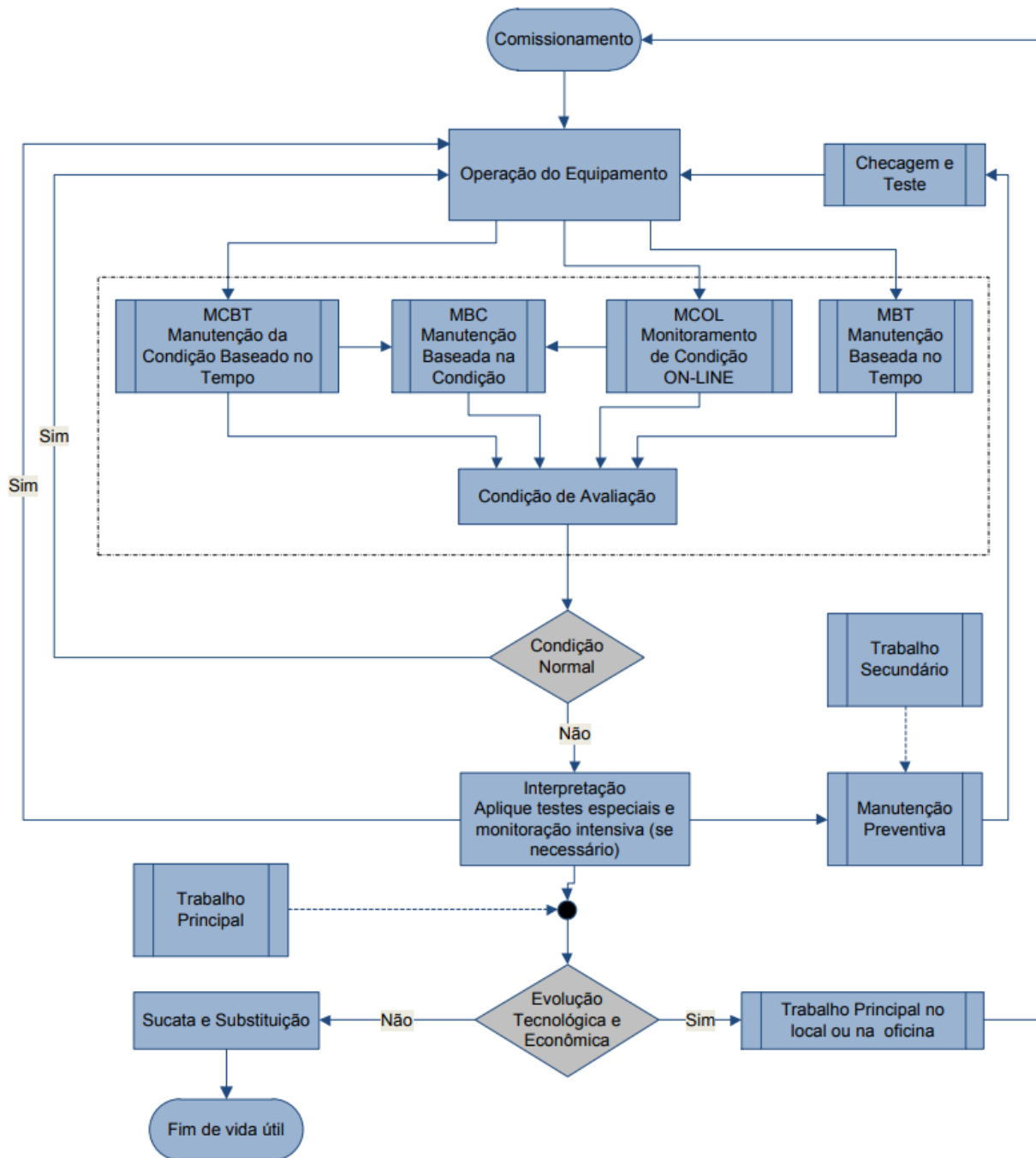
e preditiva é fundamental para garantir a disponibilidade do equipamento e reduzir o risco de falhas inesperadas.

Quando uma anomalia é identificada, técnicas de diagnóstico devem ser empregadas para avaliar sua gravidade e definir as ações corretivas mais adequadas, que podem incluir reparos, revitalizações ou substituição de componentes. Nesse contexto, o monitoramento contínuo e a análise de dados históricos desempenham papel essencial na mitigação de riscos.

Entre as principais estratégias adotadas ao longo da vida útil do transformador destacam-se a regeneração ou troca do óleo isolante, realização de ensaios de manutenção, instalação de novos componentes críticos e a implementação de sistemas de monitoramento contínuo. O acompanhamento do equipamento deve considerar critérios relacionados à condição do sistema de isolamento, ao comportamento térmico, ao desempenho elétrico e à integridade mecânica.

Dessa forma, a detecção precoce de anomalias, associada às inspeções periódicas, contribui para o aumento da confiabilidade, da segurança e da longevidade do transformador (CIGRÉ Working Group A2.37). A Figura 10 apresenta um fluxograma ilustrando o ciclo de operação e manutenção dos transformadores de potência ao longo de sua vida útil.

Figura 10 – Ciclo de operação e de manutenção do equipamento, desde o seu comissionamento até o fim de sua vida útil.



Fonte: CIGRÉ Working Group A2.37, 2013.

Além das estratégias de manutenção preventiva e preditiva discutidas, é importante destacar que, embora as normas da ABNT 5356 não estabeleçam uma periodicidade fixa para inspeções em transformadores de potência, a Agência Nacional de Energia (ANEEL) define intervalos máximos recomendados para algumas atividades essenciais. Tais diretrizes constam no Plano Mínimo de Manutenção das instalações de transmissão ANEEL, 2014, e servem como referência regulatória para garantir a confiabilidade dos equipamentos ao longo de sua vida útil.

A Tabela 3 apresenta as atividades mínimas e suas respectivas periodicidades máximas previstas para transformadores de potência e autotransformadores, reforçando a necessidade de acompanhamento contínuo das condições do óleo isolante e da realização de manutenções periódicas.

Tabela 3 – Plano mínimo de atividades e periodicidades para manutenção de transformadores e autotransformadores.

Atividade	Periodicidade máxima (meses)
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
Ensaio físico-químico do óleo isolante	12
Manutenção preventiva periódica	72

Fonte: ANEEL, 2014, 2014.

Essas recomendações reforçam que um programa estruturado de manutenção deve integrar tanto inspeções frequentes quanto análises laboratoriais, permitindo a detecção precoce de anomalias e contribuindo para a redução de falhas inesperadas ao longo da vida útil do transformador.

2.2.6 *Falhas típicas e proteções em Transformadores*

Os transformadores de potência estão sujeitos a falhas de diferentes naturezas ao longo de sua vida útil, as quais podem comprometer sua confiabilidade, segurança operacional e continuidade do fornecimento de energia. Essas falhas são geralmente classificadas em internas e externas, de acordo com sua origem. Nesse contexto, os acessórios de proteção e monitoramento desempenham papel fundamental na identificação precoce de anomalias e na mitigação de danos ao equipamento.

2.2.6.1 *Falhas Internas*

As falhas internas são aquelas que se desenvolvem no interior do transformador, envolvendo principalmente o sistema de isolamento sólido e líquido, os enrolamentos e o núcleo magnético. Em geral, essas falhas apresentam caráter progressivo, iniciando-se de forma incipiente e evoluindo ao longo do tempo até níveis críticos, caso não sejam detectadas precocemente.

Entre as principais causas de falhas internas destacam-se o envelhecimento e a degradação do sistema isolante (óleo e papel), a presença de umidade, oxigênio e ácidos no óleo isolante, além de sobreaquecimentos localizados, descargas parciais e centelhamentos. Esses fenômenos podem resultar na formação de gases combustíveis, redução da rigidez dielétrica, aparecimento de pontos quentes e, em situações mais severas, curtos-circuitos entre espiras ou fases.

Em casos mais críticos, a evolução dessas anomalias pode provocar falhas elétricas de alta energia, comprometendo a integridade dos enrolamentos, do sistema isolante e de outros

componentes internos do transformador. Por esse motivo, a identificação precoce dessas condições é fundamental para evitar danos de grande magnitude e indisponibilidade do equipamento.

2.2.6.2 Falhas Externas

As falhas externas são originadas fora do transformador, estando associadas principalmente às condições do sistema elétrico ao qual o equipamento está conectado. Embora não se desenvolvam diretamente no interior do transformador, podem impor esforços elétricos, térmicos e mecânicos capazes de comprometer sua integridade.

Entre as falhas externas mais comuns destacam-se os curtos-circuitos na rede elétrica, sobrecargas prolongadas, surtos de tensão, variações anormais de frequência e condições ambientais adversas. Esses eventos podem gerar correntes elevadas, esforços eletrodinâmicos excessivos e aquecimentos acima dos limites admissíveis, acelerando o envelhecimento do sistema isolante e reduzindo a vida útil do equipamento.

Além disso, a ausência de manutenção preventiva e de testes periódicos favorece a evolução de falhas ocultas para eventos mais severos, aumentando o risco de indisponibilidade e de intervenções corretivas de grande porte.

2.2.6.3 Relação entre falhas e sistemas de proteção

A ocorrência de falhas internas e externas torna indispensável a utilização de sistemas de monitoramento e proteção capazes de identificar condições anormais de operação e minimizar os danos ao equipamento. Para esse fim, os transformadores de potência são equipados com dispositivos que monitoram parâmetros térmicos, elétricos, mecânicos e químicos associados ao seu funcionamento.

Entre os principais dispositivos utilizados destacam-se o relé Buchholz, a válvula de alívio de pressão, os indicadores e monitores de temperatura, os indicadores de nível de óleo e os sistemas de análise de gases dissolvidos (DGA). Esses recursos permitem detectar indícios de degradação do sistema isolante, sobreaquecimentos, geração de gases combustíveis, aumento de pressão interna e outras condições associadas ao desenvolvimento de falhas.

A Tabela 4 apresenta exemplos da relação entre falhas típicas, acessórios de proteção e os respectivos tipos de atuação, evidenciando a contribuição desses dispositivos para a confiabilidade operacional dos transformadores.

Tabela 4 – Exemplos de relação entre falhas típicas, acessórios de proteção e tipo de atuação.

Tipo de falha	Acessório / Sistema de proteção	Tipo de atuação
Formação de gases e falhas incipientes	Relé buchholz DGA	Alarme e/ou desligamento
Sobreaquecimento do óleo ou dos enrolamentos	Indicador e monitor de temperatura Relés térmicos	Alarme e/ou desligamento
Aumento excessivo da pressão interna	Válvula de alívio de pressão	Alívio mecânico da pressão
Degradação do sistema isolante (óleo e papel)	Ensaio físico-químico do óleo DGA	Monitoramento e manutenção preventiva
Curtos-circuitos internos entre espiras ou fases	Proteção diferencial Relé Buchholz	Desligamento imediato
Sobrecarga prolongada	Relés de sobrecorrente Monitoramento térmico	Alarme e desligamento
Curtos-circuitos externos	Relés de sobrecorrente e diferencial	Desligamento
Surto de tensão e sobreexcitação	Relés de sobreexcitação Para-raios	Limitação e desligamento

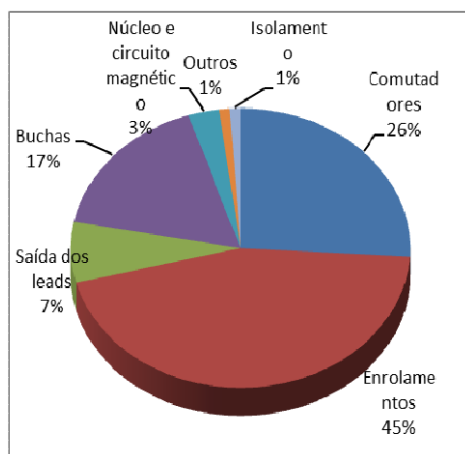
Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

2.2.7 Estatísticas de falhas

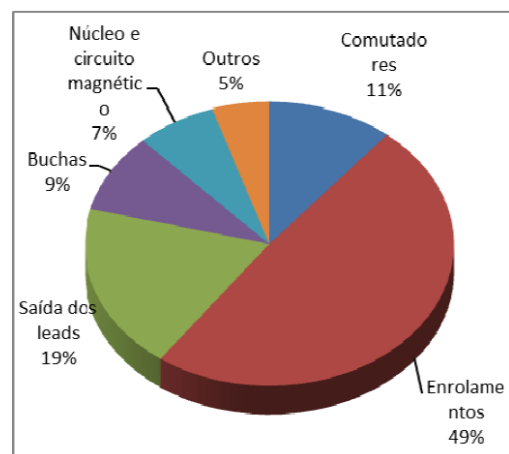
Diversos estudos nacionais e internacionais demonstram que, apesar da alta confiabilidade dos transformadores de potência, as falhas nesses equipamentos representam uma parcela significativa das interrupções em sistemas elétricos de transmissão e distribuição, sendo conhecido como "Perdas Técnicas" pela Aneel (ANEEL, 2014, 2014).

De acordo com o Guia de Manutenção de Transformadores e Reatores da Aneel (CIGRÉ Working Group A2.37, 2013), a maior parte das falhas está associada à degradação do sistema de isolamento, problemas em comutadores de tap sob carga e falhas em buchas e conexões, conforme apresentado na Figura 11.

Figura 11 – Estatística das causas para saída de serviço de transformadores de potência



(a) Transformadores utilizados em usinas de transmissão e distribuição (>100kV).



(b) Transformadores utilizados em usinas para elevar a tensão gerada até o nível de transmissão. (>100kV).

Fonte: CIGRÉ Working Group A2.37, 2013.

Esses componentes, por estarem sujeitos a esforços elétricos, térmicos e mecânicos intensos, tendem a apresentar desgaste acelerado ao longo do tempo, exigindo práticas de manutenção preventiva e diagnósticos precisos para evitar interrupções prolongadas e custos elevados de reparo.

Estudos internacionais, como o *Transformer Reliability Survey* conduzido pelo CIGRÉ Working Group A2.37 (CIGRÉ Working Group A2.37, 2015), analisaram uma amostra superior a 425.000 “anos-transformador”. Esse termo representa o tempo acumulado de operação dos equipamentos avaliados, ou seja, um transformador operando durante um ano corresponde a 1 ano-transformador (0,1% ao ano, ou seja, 0,1% é a taxa média anual de falhas por transformador, indicando a probabilidade de ocorrência de falha em um equipamento ao longo de um ano de operação.). Assim, por exemplo, 100 transformadores operando durante 10 anos totalizam 1.000 anos-transformador. Com base nessa análise, foram registradas 425 falhas, resultando em uma taxa aproximada de 1 falha para cada 1.000 anos-transformador, equivalente a cerca de 0,1% de falha ao ano. O estudo identificou predominância de falhas em enrolamentos, buchas e comutadores de tap, além de evidenciar que aproximadamente 30% das falhas estão relacionadas a defeitos elétricos internos, enquanto problemas térmicos e mecânicos representam cerca de 20%. Esses resultados reforçam a importância do monitoramento contínuo e da aplicação de técnicas de diagnóstico, como análise de gases dissolvidos (DGA), inspeções termográficas e ensaios dielétricos, visando detectar precocemente sinais de deterioração e evitar falhas catastróficas.

De forma complementar, (Electric Power Research Institute (EPRI), 2018) publicou relatório *Transformer Life Management and Diagnostics*, que confirma as conclusões da Instituição CRIGRE ao indicar que a ausência de manutenção sistemática e falhas em sistemas auxiliares, como resfriamento e monitoramento de temperatura, são causas recorrentes de degradação prematura. O estudo destaca ainda que mais de 40% das falhas em transformadores poderiam ser evitadas por meio de programas eficazes de manutenção preditiva e análise de tendências operacionais. Esses dados reforçam a importância de uma gestão estruturada do ciclo de vida dos transformadores, integrando dados históricos, medições contínuas e intervenções planejadas para aumentar a confiabilidade e reduzir custos operacionais do sistema elétrico.

Estudos recentes também indicam que a idade do transformador é um fator relevante, mas não determinante, quando comparada às condições de operação e manutenção. Os transformadores com mais de 30 anos ainda operam com confiabilidade aceitável, desde que tenham histórico de manutenção adequado. Contudo, o envelhecimento natural do papel isolante e a degradação do óleo, somados a ciclos de sobrecarga e eventos térmicos repetitivos, aumentam significativamente o risco de falhas internas.

Por fim, as estatísticas indicam que mais de 60% das falhas em transformadores poderiam ser evitadas por meio de diagnósticos precoces e ações corretivas antecipadas. Nesse contexto, a adoção de tecnologias preditivas e sistemas de monitoramento inteligente mostra-se fundamental para aumentar a confiabilidade, a disponibilidade e a vida útil desses ativos estratégicos.

2.3 Sistema de Proteção de Transformadores

O sistema de proteção tem como função monitorar continuamente as condições operacionais do transformador e atuar de forma seletiva e rápida diante de situações anormais, minimizando danos ao equipamento e às instalações associadas.

De forma geral, a proteção aplicada aos transformadores pode ser dividida em dois conjuntos principais: as proteções intrínsecas e as proteções elétricas.

As proteções intrínsecas, que serão amplamente abordadas neste trabalho (buchas, válvula de alívio de pressão, relé de gás, indicadores e monitores de temperatura, desumidificador e bolsa de borracha) atuam como fronteira de integridade eletro–mecânica e dielétrica entre a parte ativa e o ambiente. Em especial, as buchas capacitiva–papel impregnado em óleo concentram campo elétrico e esforços mecânicos e térmicos; falhas de estanqueidade em terminais e juntas promovem ingresso de umidade e oxidação, favorecendo descargas parciais e arcos na região de saída de alta tensão. Nesses cenários, o relé de gás e a DGA detectam a formação de gases combustíveis (*p.ex.*, C_2H_2 e CO), enquanto indicadores/monitores de temperatura e a válvula de alívio mitigam riscos térmicos e mecânicos associados, permitindo ações de *interlock*, alarme e desligamento.

Já as proteções elétricas, correspondem às funções externas ao transformador, normalmente implementadas por relés de proteção, destinadas à detecção de condições elétricas anormais, como sobrecorrente, sobre-excitação, variações de frequência, proteção direcional de neutro e proteção diferencial.

2.3.1 Critérios para Seleção e Aplicação dos Sistemas de Proteção

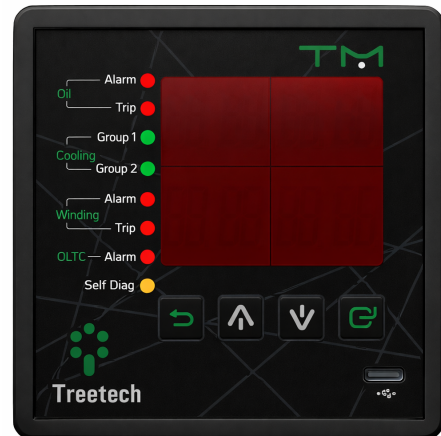
A seleção e a aplicação dos sistemas de proteção em transformadores devem considerar critérios técnicos como potência, tensão, tipo de instalação e localização. Conforme a ABNT NBR 5356-1:2007, a definição dos dispositivos de proteção deve ser baseada na Tabela 1 — Acessórios para transformadores, que estabelece os acessórios mínimos recomendados de acordo com as características do equipamento, assegurando compatibilidade com a aplicação e o nível de criticidade do sistema.

Os aspectos ambientais e de segurança influenciam diretamente essa seleção, uma vez que condições de instalação, riscos de incêndio e exigências de segurança operacional demandam proteções específicas, visando à preservação do equipamento, das instalações e das pessoas, conforme orientações normativas. Por fim, o atendimento às exigências normativas e contratuais é essencial para garantir o desempenho adequado do sistema de proteção. A literatura técnica demonstra que a aplicação inadequada dos acessórios indicados na norma pode comprometer a confiabilidade do transformador, reforçando a importância de uma seleção criteriosa e alinhada à ABNT NBR 5356-1:2007.

Figura 13 – Acessórios de medição e monitoramento da temperatura do óleo em transformadores



(a) Indicador de temperatura de óleo.
Fonte: Record, s.d..



(b) Monitor de temperatura de óleo.
Fonte: Treetech, 2025.

Em relação à pressão interna no transformador, destaca-se a válvula para alívio de pressão, ilustrada na Figura 14, diz respeito ao dispositivo de segurança projetado para atuar automaticamente em situações de elevação anormal da pressão interna, geralmente associadas a falhas internas severas, como curtos-circuitos, arcos elétricos ou superaquecimento do óleo isolante. Sua atuação permite a liberação controlada dos gases e do óleo, evitando a ruptura do tanque, reduzindo riscos de explosões, incêndios e danos às instalações adjacentes, além de contribuir para a proteção da parte ativa do transformador e para a segurança operacional.

Figura 14 – Válvula de Alívio.



Fonte: Anilag, s.d.c.

Em relação a umidade, o controle é realizado por meio do desumidificador, que utiliza sílica gel para remover a umidade do ar admitido durante as variações de volume do óleo, evitando sua contaminação, e pela bolsa de borracha, que isola fisicamente o óleo isolante e o ar atmosférico, assim reduz a absorção de umidade e a oxidação do sistema isolante, demonstrado na Figura 15.

Figura 15 – Acessórios para controle de umidade



(a) Desumidificador.
Fonte: Anilag, s.d.a.



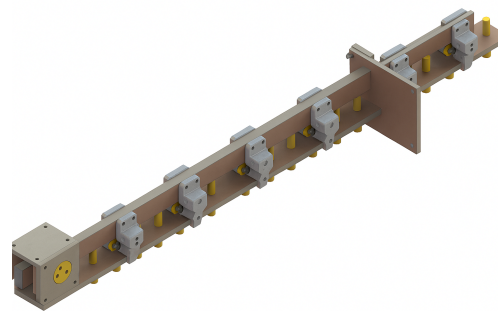
(b) Bolsa de borracha.
Fonte: Pronal, s.d..

Para ajustes na relação de transformação, existem dois tipos de comutadores: O Comutador sob carga, que permite variações dos TAP's com o transformador energizado e em operação, e o comutador sem tensão, cujo ajuste só pode ser realizado com o equipamento desligado, conforme Figura 16:

Figura 16 – Modelos de comutadores CDC e CST



(a) Comutador sob carga.
Fonte: ABB, 2019.



(b) Comutador sem tensão.
Fonte: SEI Electric, s.d..

Além disso, a análise de gases dissolvidos (DGA), internacionalmente conhecido como *Dissolved Gas Analysis* diz respeito ao sistema de monitoramento que acompanha a evolução dos gases dissolvidos no óleo isolante, auxiliando na identificação de anomalias internas e no acompanhamento da condição do sistema isolante, contribuindo para a manutenção preditiva e para o aumento da confiabilidade operacional do transformador. A Figura 17 apresenta um exemplo de monitor de gases

Figura 17 – Hydran.



Fonte: GE, s.d..

Os conceitos apresentados neste capítulo servem de base para a análise do estudo de caso desenvolvido neste trabalho.

3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia adotada para o desenvolvimento deste trabalho, fundamentada na análise técnica de um estudo de caso real envolvendo um autotransformador monofásico de 45/60/75 MVA, 500/138/13,8 kV, grupo de ligação YNa0d1, fabricado em 2014 e instalado em uma subestação de Luziânia (GO). Por integrar o banco trifásico responsável pela interligação entre os níveis de tensão de transmissão, esse equipamento desempenha função estratégica para a continuidade e estabilidade do sistema elétrico regional.

A escolha desse estudo de caso decorre da relevância técnica e operacional do evento analisado, uma vez que o autotransformador apresentou uma falha que resultou na necessidade de uma intervenção corretiva de grande porte. A situação demandou inspeção interna em campo, posterior desmontagem completa da unidade monofásica, incluindo a retirada da parte ativa, a avaliação dos componentes internos e a substituição de elementos do sistema de isolamento e das interfaces de alta tensão.

Dessa forma, a metodologia aqui descrita aborda de forma ordenada as etapas que compõem o processo de diagnóstico, intervenção e verificação pós-reparo, permitindo compreender a sequência lógica que estrutura a análise desenvolvida neste trabalho.

Embora os sistemas de monitoramento e proteção apresentados na revisão bibliográfica desempenhem papel importante na supervisão das condições operacionais dos transformadores, sua abordagem neste trabalho está voltada principalmente ao suporte das atividades de diagnóstico. Assim, o estudo de caso concentra-se na análise dos resultados obtidos por meio de ensaios, inspeções e dados operacionais, visando identificar as causas da falha, avaliar seus impactos na estrutura interna do equipamento e compreender os mecanismos que levaram à sua ocorrência no autotransformador analisado.

3.1 Caracterização do Objeto de Estudo

O transformador analisado encontrava-se em operação contínua desde sua instalação, atendendo às demandas energéticas da rede de transmissão em 500 kV da concessionária. Trata-se de um autotransformador monofásico de grande porte, cujos principais dados técnicos estão apresentados na Tabela 5. Esses parâmetros definem suas características nominais, sua aplicação no sistema elétrico e os requisitos operacionais associados à sua classe de tensão.

Tabela 5 – Placa do transformador.

Dados técnicos do autotransformador analisado	
Parâmetros	Especificação
Potência nominal	45/60/75 MVA
Tensão nominal	500/138/13,8 kV
Grupo de ligação	YNa0d1
Frequência	60 Hz
Ano de fabricação	2014
Tipo de óleo	Óleo mineral
Tipo de refrigeração	ONAN/ONAFI/ONAFII
Tipo de comutador	CDC

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Desde a energização inicial, o equipamento operou de forma estável e dentro dos limites especificados pelo fabricante, sendo submetido apenas a intervenções de caráter rotineiro ao longo de sua vida útil. As atividades realizadas restringiram-se a manutenções preventivas periódicas, inspeções visuais e ensaios de óleo isolante, conforme os procedimentos operacionais adotados pela empresa. Até o evento que motivou este estudo, não havia registros de falhas significativas ou desligamentos associados à unidade monofásica em questão.

Durante sua operação, o equipamento esteve sujeito aos esforços típicos de instalações de alta tensão, tais como variações térmicas intensas, elevados esforços dielétricos, solicitações eletromecânicas durante manobras e esforços dielétricos elevados na bucha de alta tensão. Os acessórios intrínsecos do transformador — buchas capacitivas, válvula de alívio, relé Buchholz, desumidificador, indicador de nível de óleo e monitores de temperatura — compunham o conjunto de dispositivos responsáveis pelo monitoramento local das condições internas do equipamento, desempenhando função fundamental na proteção mecânica e dielétrica da unidade.

A ocorrência envolvendo o autotransformador foi caracterizado pela atuação das proteções do banco, que resultou no desligamento automático da fase branca. Após essa ocorrência, a unidade foi inspecionada em campo para análise especializada, iniciando-se um procedimento estruturado de avaliação, desmontagem e diagnóstico detalhado. Os trabalhos envolveram atividades de campo conforme Figura 18, e posteriormente de fábrica, contemplando inspeções preliminares, execução de ensaios laboratoriais e elétricos, abertura do transformador e análise da condição interna da parte ativa.

Figura 18 – Inspeção em campo no autotransformador.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

A metodologia aplicada compreendeu, portanto, um conjunto de etapas sequenciais, como por exemplo: inspeção inicial do equipamento após o desligamento realizado pela equipe de manutenção da subestação; inspeção interna e externa por meio de uma empresa especializada; ensaios elétricos e físico-químicos para avaliação preliminar das condições internas; desmontagem da parte ativa para inspeção detalhada em fábrica de uma empresa especializada; definição do escopo de intervenção; execução dos reparos; e realização dos ensaios de aceitação para validar a integridade e o desempenho do transformador após o processo de recuperação.

Dessa forma, o histórico operacional do transformador e as etapas de intervenção descritas evidenciam a necessidade de aplicação de um processo estruturado de inspeção, diagnóstico e manutenção, reforçando a importância de inspeções periódicas e monitoramento contínuo em equipamentos de alta criticidade no sistema elétrico de potência. A metodologia aplicada compreendeu um conjunto de etapas sequenciais, a saber:

- Inspeção inicial do equipamento após o desligamento;
- Inspeção interna e externa por empresa especializada;
- Execução de ensaios elétricos e físico-químicos para avaliação preliminar;
- Desmontagem da parte ativa para inspeção detalhada em fábrica;

- Definição do escopo de intervenção;
- Execução dos reparos;
- Realização dos ensaios de aceitação para validação do equipamento.

A descrição dessas etapas, bem como sua relação com os procedimentos normativos aplicáveis, é apresentada nas seções seguintes, enquanto os resultados específicos das análises, ensaios e inspeções internas são discutidos posteriormente no capítulo destinado aos Resultados.

3.2 Solução Proposta e Escopo da Intervenção

A partir das etapas de inspeção, ensaios preliminares e avaliação técnica conduzida em campo pela equipe especializada, estabeleceu-se a necessidade de uma intervenção corretiva de grande porte, não passível de execução em campo, envolvendo a desmontagem completa do autotransformador e a recuperação parcial de sua parte ativa. Durante a inspeção interna, foram identificadas condições que inviabilizavam a realização de reparos localizados, demandando a substituição de componentes essenciais para restabelecimento das condições operacionais do equipamento.

Dessa forma, definiu-se que a solução mais adequada consistia no rebobinamento total da parte ativa, contemplando a substituição dos enrolamentos de alta tensão, baixa tensão, enrolamentos de regulação (TAP's) e enrolamento terciário, sem necessidade de intervir no núcleo, juntamente com a troca completa dos sistemas de isolamento e dos acessórios de monitoramento e proteção associados ao equipamento para maior confiabilidade. Essa medida permite restaurar as características dielétricas originais do equipamento, garantindo que os novos enrolamentos atendam aos requisitos normativos de desempenho e suportabilidade elétrica.

Além do rebobinamento, como medida preventiva, determinou-se a necessidade de substituição da bucha de alta tensão associada ao terminal H1, uma vez que sua construção não permitia garantir a estanqueidade após a ocorrência. Considerando que esse componente desempenha papel crítico no isolamento e na transferência de alta tensão ao meio externo, optou-se pela utilização de um novo modelo de bucha, fornecido por fabricante distinto, compatível com os requisitos elétricos do projeto e com maior robustez na interface entre o terminal interno e o meio externo.

O escopo da intervenção incluiu também a substituição de todas as juntas, vedações e isolamentos externos do núcleo, assegurando que não permanecessem pontos susceptíveis à umidade ou degradação acelerada. Incluindo a substituição dos acessórios intrínsecos — como a válvula de alívio, o relé buchholz, o desumidificador e os indicadores de nível e temperatura — garantindo que todo o sistema de proteção intrínseca estivesse em pleno funcionamento antes da montagem final.

Após a definição do escopo, a intervenção avançou para a etapa de rebobinamento total da parte ativa, remontagem completa do equipamento e posterior execução dos ensaios de aceitação, etapa que marca a conclusão do processo metodológico. Esses ensaios permitiram certificar que o transformador atendia aos critérios normativos e operacionais necessários para seu retorno seguro à operação, etapa detalhada no capítulo seguinte.

4 RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir das inspeções, ensaios e análises realizadas no autotransformador em estudo, bem como a interpretação técnica dos dados coletados, com o objetivo de identificar os mecanismos associados à falha e avaliar a eficácia das intervenções executadas. Além disso, são discutidos os principais resultados alcançados ao longo do trabalho, estabelecendo-se uma correlação entre os fenômenos observados, os diagnósticos realizados e os conceitos apresentados na revisão bibliográfica, destacando a relevância da pesquisa no contexto acadêmico e na aplicação prática em transformadores de potência.

4.1 Análise da Ocorrência e Evidências Iniciais

Conforme apresentado na metodologia, a ocorrência envolvendo o autotransformador foi caracterizada pela atuação das proteções do banco, com destaque para as funções proteção diferencial do transformador (87TP/TA) e sobrecorrente temporizada de neutro nos níveis de 500 kV e 138 kV (51NP), que resultou no desligamento automático da unidade monofásica correspondente à fase branca.

A atuação correta das funções de proteção foi fundamental para limitar a evolução da falha interna e evitar danos ainda mais severos à parte ativa do transformador, contribuindo para impedir a propagação do defeito para as demais unidades do banco trifásico e reduzindo riscos operacionais ao sistema elétrico.

Esse padrão de atuação é tipicamente associado a condições anormais internas ao equipamento, reforçando a necessidade de uma investigação técnica aprofundada por meio de inspeções em campo e ensaios diagnósticos específicos.

Nesse contexto, os primeiros indícios de anomalia foram identificados a partir de alterações nos resultados das análises do óleo isolante, associados a evidências de falha de estanqueidade e a comportamentos atípicos em parâmetros dielétricos.

4.2 Resultados dos Ensaio Diagnósticos

Após a ocorrência, foram realizados ensaios físico-químicos e elétricos com o objetivo de avaliar as condições internas do transformador e identificar possíveis anomalias.

4.2.1 Análise Cromatográfica Durante a Inspeção

Os resultados da análise cromatográfica do óleo isolante obtidos durante a inspeção inicial são apresentados a seguir, conforme descrito na Tabela 6. Com base nos gases identificados e com base nos critérios estabelecidos pelo Método de Rogers, foi possível diagnosticar a ocorrência de fenômenos energéticos internos, permitindo a avaliação das condições operacionais do equipamento e a identificação de possíveis falhas internas.

A elevada concentração de acetileno (C_2H_2) observada na análise cromatográfica é tipicamente associada à ocorrência de arcos elétricos de alta energia, conforme os critérios estabelecidos pela IEC 60599 e IEEE C57.104, indicando uma condição de falha elétrica severa no interior do transformador.

Tabela 6 – Resultado análise cromatográfica do óleo antes da inspeção inicial.

75 MVA - 500 kV / 138 kV - 13,8 kV					
ANÁLISE CROMATOGRÁFICA	HISTÓRICO DE RESULTADOS			Taxa de Crescimento	RESULTADO
NBR 7070 - Gases dissolvidos (ppm)	-	-	set/22	(% ao mês)	out/24
(H ₂)	-	-	13		238
(CH ₄)	-	-	88		36
(CO)	-	-	916		1446
(CO ₂)	-	-	x		
(C ₂ H ₄)	-	-	0		27
(C ₂ H ₆)	-	-	0		1
(C ₂ H ₂)	-	-	0		72
tgc (S/CO)	-	-	x		x
TGC (CO)	-	-	x		x
CO ₂ /CO	-	-	2,06		2,21

Fonte: Elaborado pelo laboratório, 2024.

Ao utilizar como base o método de Rogers para analisar a cromatografia do óleo naftênico mineral do transformador, é possível afirmar que houve formação de gases combustíveis dissolvidos no óleo em concentração elevada, especialmente o acetileno (C_2H_2) e monóxido de carbono (CO).

Dessa forma, a análise conjunta dos gases permite não apenas identificar a existência de uma anomalia, mas também inferir sua natureza e severidade.

4.2.2 Ensaios

Os ensaios realizados no transformador, conforme normas da ABNT, tiveram como objetivo avaliar suas condições elétricas, dielétricas e operacionais, sendo fundamentais para a identificação da falha e validação do reparo no estudo de caso.

Dentre os ensaios realizados, destacam-se aqueles aplicados às buchas, com base nos dados técnicos apresentados na Tabela 7. Os principais parâmetros analisados foram:

- Fator de potência (FP / Tangente Delta) → Indica perdas no isolamento. Parâmetro mais sensível à contaminação do isolamento com umidade, ou subprodutos do envelhecimento óleo/papel.
- Capacitância (pF) → Indica condição física interna (umidade, deslocamento, etc.); Parâmetro sensível à falha dielétrica entre capacitores internos, formados pelas blindagens que são separadas por isolamento celulósico (papel/óleo).

Tabela 7 – Dados técnicos das buchas para análise.

DADOS TÉCNICOS DAS BUCHAS		
	ALTA TENSÃO	BAIXA TENSÃO
FABRICANTE	TRENCH LIMITED	TRENCH LIMITED
CORRENTE NOMINAL (A)	1000	1250
TENSÃO (kV)	550	145
FP/TANGENTE DELTA (%)	0,420	0,250
C1/C2 (pF)	485	272

Fonte: Elaborado pelo laboratório, 2026.

Embora a ABNT NBR 5356 não estabeleça limites específicos para a interpretação dos resultados de fator de potência em buchas e transformadores, alguns autores apresentam valores de referência amplamente utilizados na prática. Segundo MILASCH, para equipamentos novos, devidamente secos e preenchidos com óleo isolante em boas condições, o fator de potência do sistema isolante deve ser inferior a 0,5%. Valores superiores a 1% requerem investigação detalhada, podendo inclusive contraindicar a energização do equipamento. Para transformadores em operação, fatores de potência acima de 2% são considerados excessivos, indicando possível degradação do sistema isolante.

Os resultados obtidos nos ensaios dielétricos das buchas não evidenciaram alterações significativas nos parâmetros dielétricos analisados, como aumento do fator de potência ou variações relevantes na capacitância, conforme apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Resultado do ensaio nas buchas de AT e BT antes da inspeção inicial.

Conexão		Chave Seletora	VA	(mW)	Fator de Potência		Capacit. (pF)	Tensão KV	Temp. Óleo	Umid. Ar
HV	LV				FP(t)	FP(20°C)				
H1	C1	UST A	17,60	64,2	0,365	0,285	468,02	10	31,0 °C	46%
X1	C1	UST A	10,05	29,3	0,292	0,228	267,47			

Fonte: Elaborado pelo laboratório, 2024.

Esses resultados indicam, inicialmente, que o sistema de isolamento encontra-se em condições adequadas de operação, uma vez que não houve aumento no fator de potência principalmente em baixa temperatura (quanto menor a temperatura, melhor o dielétrico), indicando baixas perdas dielétricas, e as variações de capacitância mantiveram-se dentro da faixa admissível de medição de $\pm 5\%$ (MILASCH, 1984) em relação aos valores de referência, descritos na Tabela 7. Entretanto, tais ensaios, de forma isolada, não são suficientes para descartar completamente a existência de falhas internas.

Sendo necessário observar a tendência (variação ao longo do tempo) como critério prioritário para tomadas de decisão quanto ao monitoramento ou intervenção. Estes dados não estavam disponíveis no caso analisado.

Com o objetivo de complementar a análise, outro ensaio importante a ser destacado, é o

ensaio de estanqueidade, no qual foi possível confirmar a existência de vazamento na bucha de alta tensão associada ao terminal H1, conforme ilustrado na Figura 19

Figura 19 – Vazamento no terminal da bucha de H1.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Com base no observado conclui-se que a perda de estanqueidade ocorreu no ambiente interno do transformador, ou seja, no tubo do condutor central da bucha, não afetando o ambiente interno da bucha, confirmado pelos resultados dos ensaios observados na Tabela 8.

Essa condição favorece o ingresso de umidade e oxigênio no interior do transformador, contribuindo diretamente para a degradação do óleo isolante e do papel isolante, além de acelerar os processos de oxidação.

A inspeção detalhada da região da bucha de alta tensão evidenciou deterioração do sistema de vedação, sendo identificada como causa mais provável da perda de estanqueidade a falha na Junta 1, que se encontrava danificada. Essa condição permitiu a entrada de umidade na parte superior da conexão, fato confirmado pela presença de oxidação na rosca superior.

Adicionalmente, observou-se que a presença de umidade associada a condições químicas adversas, contribuiu para a degradação da Junta 2. Uma vez comprometida, essa vedação secundária passou a permitir o acesso de umidade ao tubo central da bucha, estabelecendo um caminho direto para o interior do transformador.

As evidências visuais dessa degradação podem ser observadas na Figura 20 e Figura 21, na qual são destacadas as regiões com falha de vedação e sinais de oxidação.

Figura 20 – Detalhamento sobre as juntas da bucha de alta tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura 21 – Detalhamento sobre as juntas da bucha de alta tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Em conjunto, os ensaios realizados forneceram evidências que justificaram a realização de uma inspeção interna no equipamento. Os principais resultados obtidos foram:

- Análise cromatográfica do óleo: identificou a presença de gases combustíveis, como acetileno (C_2H_2) e monóxido de carbono (CO), indicando a ocorrência de arco elétrico e degradação da celulose;
- Ensaio de estanqueidade: confirmaram a perda de vedação na bucha de alta tensão associada ao terminal H1;

- Fator de potência e capacitância das buchas: indicaram possível degradação do sistema de isolamento;

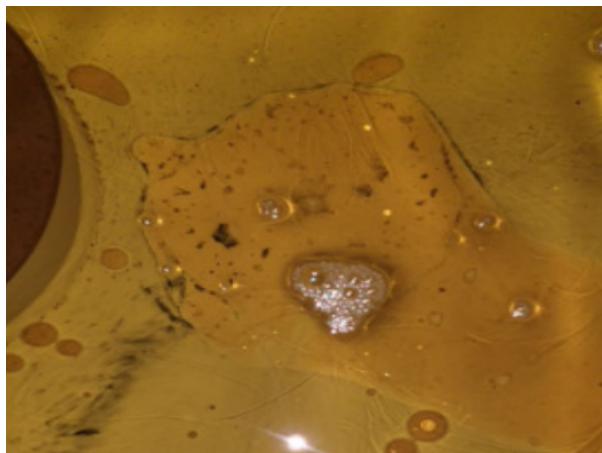
Diante dos resultados apresentados, tornou-se necessária a abertura do transformador para inspeção interna, visando confirmar as hipóteses levantadas pelos ensaios, avaliar as condições dos componentes internos e identificar a origem das anomalias observadas

4.3 Inspeção Interna

Com o objetivo de complementar os resultados obtidos nos ensaios preliminares, foi realizada a drenagem do óleo e a abertura do transformador para ser possível realizar uma inspeção detalhada da parte ativa em ambiente controlado.

Durante a inspeção interna, foram observadas evidências compatíveis com a degradação do sistema de isolamento, destacando-se a presença de umidade no interior do equipamento. A identificação de água no sistema isolante, conforme ilustrado na Figura 22, confirma o comprometimento da estanqueidade, favorecendo a redução da rigidez dielétrica do meio isolante.

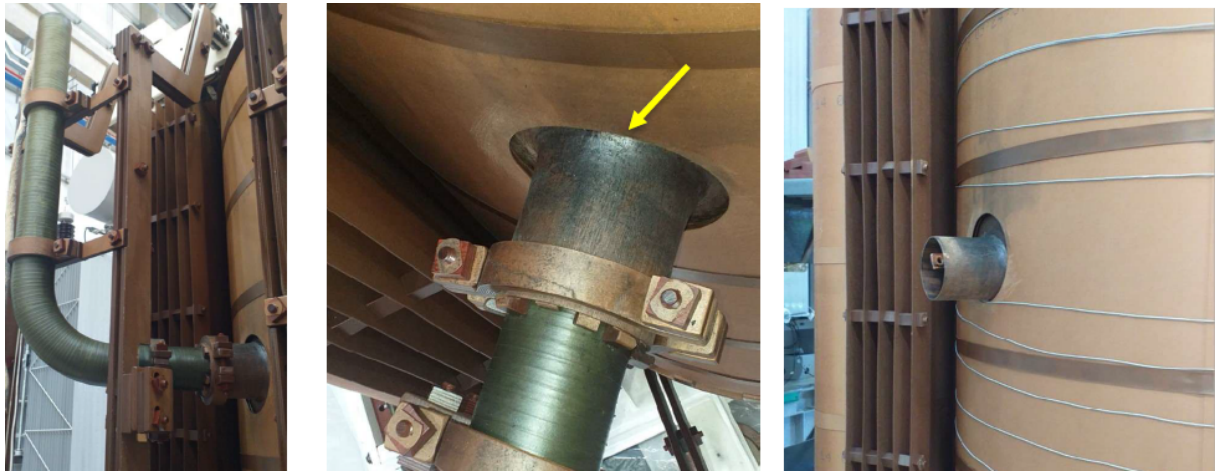
Figura 22 – Umidade no sistema isolante.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Além disso, foram identificados indícios característicos da ocorrência de descargas parciais, tais como derretimento de condutores, partículas de cobre desprendidas, degradação severa do cilindro isolante externo do enrolamento e carbonização significativa no isolamento da conexão da saída de alta tensão (H1), ou seja, no cabo entre bobina e bucha de alta tensão, conforme ilustrado na Figura 23 e 24. Esses fenômenos são típicos de processos de deterioração progressiva do isolamento, podendo evoluir para falhas de maior severidade.

Figura 23 – Ocorrências de descargas parciais na saída da bucha H1.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura 24 – Fusão de material condutor, no ponto de falha.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

A perda de estanqueidade evoluiu silenciosamente até atingir um cenário crítico, culminando em uma falha dielétrica na saída da bobina de alta tensão (AT). A presença simultânea de umidade e descargas parciais evidencia uma condição severa para a integridade do transformador, uma vez que a umidade atua como agente acelerador da degradação dielétrica, intensificando a ocorrência de descargas elétricas e contribuindo diretamente para a redução da vida útil do equipamento.

4.4 Diagnóstico da Falha

A partir da análise integrada dos resultados obtidos, sustentada pelos relatórios técnicos disponibilizados, foi possível estabelecer o mecanismo de falha do equipamento.

A perda de estanqueidade na bucha de alta tensão permitiu a entrada de umidade no sistema de isolamento, reduzindo sua rigidez dielétrica. Essa condição favoreceu a presença de umidade e o surgimento de descargas parciais, que evoluíram para um arco elétrico interno.

O arco elétrico provocou a decomposição do óleo isolante e a degradação da celulose, resultando na formação dos gases identificados na análise cromatográfica.

Dessa forma, conclui-se que a falha teve origem na degradação da bucha de alta tensão, atuando como ponto crítico de vulnerabilidade do sistema de isolamento do transformador.

4.5 Intervenção e Recuperação do Equipamento

Diante da severidade da falha identificada foi necessária a realização de uma intervenção corretiva de grande porte, envolvendo:

- Desmontagem completa do transformador em campo;
- Transporte do transformador até a fábrica especializada;
- Retirada da parte ativa;
- Rebobinamento total das bobinas/enrolamentos;
- Substituição do lead e da bucha de alta tensão por outro fornecedor. Dessa forma, busca-se minimizar a possibilidade de recorrência da falha e aumentar a confiabilidade operacional do equipamento;
- Substituição de acessórios de proteção e sistemas de vedação;
- Tratamento do óleo mineral isolante;
- Transporte para a subestação;
- Montagem e comissionamento em campo do transformador.

Essa abordagem foi adotada devido à extensão dos danos ao sistema de isolamento, tornando inviável a realização de reparos localizados, em função do alto risco de contaminação da parte ativa.

4.6 Validação Pós-Reparo

Após a execução dos reparos em fábrica, o transformador foi submetido aos ensaios de aceitação e posteriormente transportado para a subestação, onde foram realizados a montagem final dos acessórios e os ensaios de comissionamento em campo, com o objetivo de validar sua integridade elétrica, mecânica e dielétrica antes do retorno à operação.

A Figura 25 apresenta a etapa de montagem das buchas durante o processo de comissionamento do autotransformador.

Figura 25 – Montagem do transformador em campo.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Os resultados dos ensaios de aceitação e comissionamento demonstraram conformidade com os requisitos normativos aplicáveis, confirmando que o transformador recuperou suas condições operacionais e encontrava-se apto para o retorno seguro à operação.

As inspeções, os ensaios e as análises realizados durante a intervenção permitiram identificar a evolução da falha e sua relação com a degradação progressiva do sistema de vedação da bucha de alta tensão, demonstrando a influência da entrada de umidade no comprometimento do desempenho dielétrico do equipamento.

Em conjunto, o histórico operacional do transformador e as evidências obtidas nas inspeções internas, nos ensaios laboratoriais e nas análises elétricas confirmaram a progressão de uma falha decorrente da perda de estanqueidade da bucha de alta tensão. Os resultados reforçam a importância das inspeções periódicas, do monitoramento contínuo e da manutenção baseada na condição como estratégias essenciais para aumentar a confiabilidade, reduzir a ocorrência de falhas internas e prolongar a vida útil de transformadores de potência empregados em sistemas elétricos de alta criticidade.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho permitiu analisar, de forma técnica e aplicada, os principais aspectos relacionados aos sistemas de proteção empregados em transformadores de potência, com ênfase na atuação dos acessórios intrínsecos de proteção e nos mecanismos de degradação associados ao sistema de isolamento. A partir da revisão bibliográfica e do estudo de caso apresentado, foi possível compreender a importância do monitoramento contínuo, da manutenção preventiva e da realização de diagnósticos especializados para garantir a confiabilidade operacional desses equipamentos no Sistema Elétrico de Potência.

O estudo de caso analisado demonstrou que falhas associadas à perda de estanqueidade em buchas de alta tensão podem evoluir progressivamente para condições severas de degradação dielétrica. A entrada de umidade no transformador favoreceu processos de oxidação, contaminação do óleo isolante e degradação da celulose, contribuindo para o surgimento de descargas parciais e gases combustíveis identificados por meio da análise cromatográfica do óleo isolante. A atuação das proteções elétricas e intrínsecas foi fundamental para limitar a evolução da falha e evitar danos ainda mais severos ao equipamento e ao sistema elétrico associado.

As inspeções internas realizadas em campo e posteriormente em fábrica permitiram confirmar a presença de umidade, oxidação e sinais compatíveis com atividade dielétrica interna na região da bucha de alta tensão, evidenciando a relação entre falhas de vedação e o comprometimento progressivo do sistema de isolamento. A partir dessas constatações, definiu-se pela realização de uma intervenção corretiva de grande porte, envolvendo o rebobinamento completo da parte ativa, substituição dos enrolamentos, acessórios de proteção e componentes de vedação, além da substituição da bucha associada à falha.

Os resultados obtidos após a execução dos reparos e dos ensaios de aceitação demonstraram que o transformador recuperou suas características elétricas, dielétricas e operacionais, apresentando conformidade com os requisitos normativos e condições adequadas para retorno seguro à operação. Dessa forma, verificou-se que a correta aplicação de técnicas de diagnóstico, associada à interpretação adequada dos ensaios e à análise integrada das condições operacionais do equipamento, constitui ferramenta fundamental para a tomada de decisão em processos de manutenção e recuperação de transformadores de potência.

Além disso, o trabalho reforça a relevância dos acessórios intrínsecos de proteção — especialmente das buchas capacitivas — como elementos críticos para a confiabilidade do transformador. Pequenas falhas de vedação podem evoluir silenciosamente ao longo do tempo, comprometendo a integridade dielétrica do equipamento e aumentando significativamente o risco de falhas internas severas. Nesse contexto, destaca-se a importância de inspeções periódicas, monitoramento das condições do óleo isolante, realização de ensaios dielétricos e acompanhamento contínuo dos indicadores operacionais como estratégias fundamentais para mitigação de falhas e aumento da vida útil dos ativos do sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

ABB. **Comutador de Derivações em Carga VUCG**. Zurich, 2019. Catálogo técnico, código 1ZSC000562-AAX, Rev. 4a. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 38.

ABNT - Norma Brasileira 5356-3. **Nomra Brasileira / ABNT NBR**

5356-3. 2007. Disponível em: <<https://pt.scribd.com/document/502717338/>

NBR-5356-3-de-12-2007-Transformadores-de-potencia-Parte-3-Niveis-de-isolamento-ensaios-dieletricos-e

Acesso em: 01 Jan. 2026. Citado na página 25.

ANEEL, 2014. **Plano mínimo de manutenção**. 2014. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/022/documento/anexo_-_plano_minimo_de_manutencao.pdf>. Acesso em: 10 Jan. 2026. Citado 3 vezes nas páginas 30, 31 e 33.

Anilag. **Desumidificador**. s.d. Disponível em: <<https://anilag.com/desumidificador>>. Acesso em: 01 Nov. 2026. Citado na página 38.

_____. **Indicador de nível de óleo**. s.d. Disponível em: <<https://anilag.com/indicador-de-nivel-de-oleo>>. Acesso em: 01 Out. 2026. Citado na página 36.

_____. **Válvula de alívio de pressão**. s.d. Disponível em: <https://anilag.com/valvulas_de_alivio_de_pressao>. Acesso em: 15 Out. 2026. Citado na página 37.

Bechara, Ricardo Brandão. **Análise de Falhas de Transformadores de Potência**. Dissertação (Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)) — Universidade de São Paulo, 2010. Acesso em: 15 jun. 2025. Citado na página 15.

Canal da Eletrica. **Radiadores de Transformadores**. 2020. <<https://www.youtube.com/watch?v=fXO739gE7Wk>>. Acesso em: 15 Set. 2025. Citado na página 22.

CIGRÉ Working Group A2.37. **Guia de Manutencao para Transformadores de Potencia**. Paris, 2013. Disponível em: <<https://www.e-cigre.org/publication/445-guide-for-transformer-maintenance>>. Acesso em: 15 jun. 2025. Citado 5 vezes nas páginas 21, 23, 29, 30 e 33.

_____. **Transformer Reliability Survey**. Paris, 2015. Citado na página 34.

Cigré Working Group. **Guide for Transformer Maintenance**. 2011. <<https://www.e-cigre.org/publication/445-guide-for-transformer-maintenance>>. Acesso em: 27 mai. 2025. Citado na página 14.

Electric Power Research Institute (EPRI). **Transformer Life Management and Diagnostics: Technical Update**. [S.l.], 2018. Citado na página 34.

Energês. **Diferença entre Linha de Distribuição e Transmissão**. 2021. <<https://energes.com.br/diferenca-entre-linha-de-distribuicao-e-transmissao/>>. Acesso em: 05 Ago. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.

Everton Soares Pivotto. **Modelagem Matemática e Simulação de Transformadores de Potência para Ensaios de Impulsos Atmosféricos**. 2013. <<https://repositorio.ufsm.br/handle/1/26922>>. Acesso em: 15 Set. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

GE. **Hydran M2-X**. s.d. Disponível em: <<https://www.gevernova.com/grid-solutions/automation/transformer-monitoring/hydran-m2-x>>. Acesso em: 01 Jan. 2026. Citado na página 39.

GIELSON V.O. VERAS. **DIAGNÓSTICO DA QUALIDADE DO ÓLEO ISOLANTE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA A PARTIR DA CONCENTRAÇÃO DE GASES DISSOLVIDOS**. s.d. Disponível em: <https://www.sba.org.br/Proceedings/SBAI/SBAI2017/SBAI17/papers/paper_615.pdf>. Acesso em: 10 Fev. 2026. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

Henrique Mattede. **Transformador monofásico**. 2013. <<https://www.mundodaeletrica.com.br/transformador-monofasico-o-que-e-e-para-que-serve/>>. Acesso em: 01 Out. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.

Lucas Tenório. **DIAGNÓSTICOS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA UTILIZANDO SENSORES DE GAS SEMICONDUTORES**. s.d. Disponível em: <https://ri.ufs.br/bitstream/riufs/5027/1/LUCAS_TENORIO_SOUZA_SILVA.pdf>. Acesso em: 10 Fev. 2026. Citado na página 28.

MILASCH, M. **Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante**. São Paulo: Edgard Blücher, 1984. Citado na página 47.

PET Elétrica UFJF. **Circuito monofásico equivalente de um transformador real**. 2019. <https://www.youtube.com/watch?v=_5tRd5VGfno>. Acesso em: 01 Out. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.

Pronal. **Bolsa de borracha**. s.d. Disponível em: <<https://www.pronal.com/produit/compensateurs/separateurs-flexibles-stp/>>. Acesso em: 01 Nov. 2026. Citado na página 38.

Record. **Indicador de temperatura de óleo**. s.d. Disponível em: <<https://www.recordsa.com.br/catalogo01.pdf>>. Acesso em: 15 Out. 2026. Citado na página 37.

SEI Electric. **Catálogo completo – Comutador sem carga**. Brasil: [s.n.], s.d. Disponível em: <<https://www.seielectric.com>>. Acesso em: 01 Nov. 2026. Citado na página 38.

Tretech. **Monitor de temperatura de óleo**. 2025. Disponível em: <https://tretech.com.br/wp-content/uploads/2025/10/Tretech_TM_manual_pt_1.09.pdf>. Acesso em: 15 Out. 2026. Citado na página 37.