

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

Gabriel de Almeida Fernandes Santana
Iury Alves de Oliveira

Título: Procedimentos de Manutenção em Transformadores de
Potência – Estudos de Casos em Centro de Manutenção

Goiânia
2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar o produto final, os autores e a orientadora firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nomes completos dos autores: Gabriel de Almeida Fernandes Santana e Iury Alves de Oliveira

Título do trabalho: Procedimentos de Manutenção em Transformadores de Potência – Estudos de Casos em Centro de Manutenção

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pela orientadora) Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(à)(s) autor(a)(es)(as) e ao(à) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelos autores.



Documento assinado eletronicamente por **Cacilda De Jesus Ribeiro, Professor do Magistério Superior**, em 01/07/2025, às 10:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gabriel De Almeida Fernandes Santana, Discente**, em 03/07/2025, às 09:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Iury Alves De Oliveira, Discente**, em 03/07/2025, às 09:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5472705** e o código CRC **9A11F7EB**.

Referência: Processo nº 23070.011943/2025-04

SEI nº 5472705

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

Gabriel de Almeida Fernandes Santana

Iury Alves de Oliveira

Título: Procedimentos de Manutenção em Transformadores de
Potência – Estudos de Casos em Centro de Manutenção

Trabalho de Conclusão do Curso apresentado à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação como requisito parcial (disciplina Projeto Final de Curso) para a obtenção do grau acadêmico de Bacharelado em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Orientadora: Profa. Cacilda de Jesus Ribeiro, Dra.

Coorientador: Prof. André Pereira Marques, Dr.

Goiânia

2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do
Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Santana, Gabriel de Almeida Fernandes
[manuscrito] / Gabriel de Almeida Fernandes Santana, Iury Alves
de Oliveira . - 2025.
LX, 60 f.: il.

Orientador: Profa. Dra. Cacilda de Jesus Ribeiro; co-orientador
Dr. André Pereira Marques.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2025.

Apêndice.

Inclui siglas, fotografias, abreviaturas, símbolos, gráfico, tabelas.

1. Equipamentos de alta tensão. 2. Manutenção corretiva e
preventiva. 3. Transformadores de Potência. 4. Fluxograma. 5.
Ensaio elétrico. I. Oliveira , Iury Alves de . II. Ribeiro, Cacilda de
Jesus , orient. III. Marques, André Pereira , co-orient. IV. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Ao primeiro dia do mês de julho do ano de dois mil e vinte e cinco iniciou-se a sessão pública de defesa do Projeto Final de Curso (Trabalho de Conclusão de Curso - TCC) intitulado "Procedimentos de Manutenção em Transformadores de Potência - Estudos de Casos em Centro de Manutenção", de autoria de Gabriel de Almeida Fernandes Santana e Iury Alves de Oliveira, do curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da UFG. Os trabalhos foram instalados pela Profa. Dra. Cacilda de Jesus Ribeiro - Orientadora (EMC/UFG) e pelo Prof. Dr. André Pereira Marques - Coorientador (IFG/Goiania) com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Eng. Vinicius Faria Costa Mendanha e Dr. Eng. Gustavo Souto de Sá e Souza (EMC/UFG). Após a apresentação, a banca examinadora realizou a arguição dos estudantes. Posteriormente, de forma reservada, a Banca Examinadora atribuiu a nota final de 10,0 (dez), tendo sido o TCC considerado aprovado.

Proclamados os resultados, os trabalhos foram encerrados e, para constar, lavrou-se a presente ata que segue assinada pelos Membros da Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Cacilda De Jesus Ribeiro, Professor do Magistério Superior**, em 01/07/2025, às 15:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Souto De Sa E Souza, Técnico de Laboratório**, em 01/07/2025, às 15:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **ANDRE PEREIRA MARQUES, Usuário Externo**, em 01/07/2025, às 15:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Vinicius Faria Costa Mendanha, Usuário Externo**, em 01/07/2025, às 15:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5472604** e o código CRC **724D4152**.

Aos que sonharam este sonho comigo e não me deixaram desistir nas noites de estudo e cansaço. Esta vitória também é de vocês.

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, à minha orientadora, Profa. Cacilda de Jesus Ribeiro, e ao meu coorientador, Prof. André Pereira Marques, pela orientação técnica, paciência e pelos valiosos ensinamentos que foram fundamentais para a realização e a qualidade deste trabalho. Aos meus pais, expresse minha mais profunda gratidão por todo o apoio, amor e incentivo incondicional oferecidos não apenas nesta etapa, mas ao longo de toda a minha formação. Sem vocês, esta conquista não seria possível.

Um agradecimento especial ao meu amigo Matheus Vicente Correia, pelo apoio constante, pela amizade e pelas inúmeras caronas que facilitaram meu percurso durante a graduação. Agradeço também ao Eng. Yuri Andrade Dias e ao Eng. Gustavo Souto de Sá e Souza por contribuírem com seus conhecimentos técnicos para este trabalho. Por fim, agradeço a todos os amigos e colegas que, de alguma forma, contribuíram para a conclusão desta etapa.

Gabriel de Almeida Fernandes Santana.

Agradeço, primeiramente, à minha orientadora, Profa. Cacilda de Jesus Ribeiro, e ao meu coorientador, Prof. André Pereira Marques, pela orientação técnica rigorosa, pela dedicação constante e pelos valiosos ensinamentos transmitidos ao longo desta jornada. Sua orientação foi essencial para a condução, a profundidade e a qualidade deste trabalho.

Aos meus pais, Arnaldo e Ângela, e à minha família, registro minha mais sincera e profunda gratidão pelo apoio incondicional contínuo em todas as etapas da minha formação. Esta conquista é fruto direto da base sólida e dos valores que recebi de vocês.

Agradeço também à minha namorada e parceira, Alanna, pela presença constante, companheirismo e estímulo nos momentos mais desafiadores. Seu apoio foi fundamental para que eu seguisse com confiança e determinação.

Um agradecimento especial ao Eng. Gustavo Souto de Sá e Souza Sr. Wandervan Francisco Dourado e ao Eng. Yuri Andrade Dias, pela generosidade em compartilhar conhecimento, pela paciência nas orientações e pelo apoio técnico que muito contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Estendo meus agradecimentos a todos os amigos, colegas e demais familiares que, direta ou indiretamente, colaboraram com palavras de incentivo, sugestões ou contribuições práticas ao longo deste processo. A todos, o meu muito obrigado.

Iury Alves de Oliveira.

À Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, ao Laboratório de Pesquisa em Engenharia de Alta Tensão (LAPEAT) da UFG, e ao Instituto Federal de Goiás pelas colaborações.

Título: Procedimentos de Manutenção em Transformadores de Potência – Estudos de Casos em Centro de Manutenção

Resumo: A manutenção de transformadores de potência em centros de manutenção envolve procedimentos complexos cuja eficiência é fundamental para garantir a confiabilidade e a durabilidade destes ativos estratégicos. A ausência de uma rotina padronizada pode levar a erros operacionais e diagnósticos imprecisos, impactando diretamente a segurança e os custos do ciclo de vida do equipamento. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar o desenvolvimento de uma metodologia para a padronização dos procedimentos de manutenção preventiva e corretiva em transformadores de potência, com foco nas atividades executadas em centros de reparo especializados. A metodologia adotada baseou-se na elaboração de fluxogramas técnicos, desenvolvidos a partir de uma revisão da literatura técnica e normativa, e aplicação e validação por meio de um estudo de caso real de um transformador de potência de 34,5/13,8 kV e 4,3 MVA. Como resultados, estes fluxogramas mapeiam, de forma clara e sequencial, todas as etapas do processo, desde o recebimento do equipamento e a execução dos ensaios de diagnóstico, até as fases de desmontagem, reparo e comissionamento final. Portanto, conclui-se que este projeto final de curso oferece uma ferramenta de aplicação prática para a gestão e execução da manutenção, contribuindo para a mitigação de falhas processuais, otimização das rotinas e para a capacitação de equipes técnicas, visando o aumento da confiabilidade operacional dos transformadores de potência.

Palavras-chave: Equipamentos de alta tensão; Manutenção corretiva e preventiva; Transformadores de Potência; Fluxograma; Ensaio elétrico

Title: Maintenance Procedures for Power Transformers – Case Studies in a Maintenance Center

Abstract: The maintenance of power transformers in maintenance centers involves complex procedures whose efficiency is fundamental to guaranteeing the reliability and durability of these strategic assets. The absence of a standardized routine can lead to operational errors and inaccurate diagnoses, directly impacting the safety and lifecycle costs of the equipment. In this context, the objective of this work is to present the development of a methodology for standardizing preventive and corrective maintenance procedures in power transformers, focusing on activities performed in specialized repair centers. The methodology adopted was based on the elaboration of technical flowcharts, developed from a review of technical and normative literature, and application and validation through a real case study of a 34.5/13.8 kV and 4.3 MVA power transformer. As a result, these flowcharts clearly and sequentially map all stages of the process, from receiving the equipment and performing diagnostic tests to the disassembly, repair, and final commissioning phases. Therefore, it is concluded that this final course project offers a practical application tool for the management and execution of maintenance, contributing to the mitigation of procedural failures, optimization of routines, and the training of technical teams, aiming at increasing the operational reliability of power transformers.

Keywords: High-voltage equipment; Corrective and preventive maintenance; Power transformers; Flowchart; Electrical tests

Procedimentos de Manutenção em Transformadores de Potência – Estudos de Casos em Centro de Manutenção

Resumo: A manutenção de transformadores de potência em centros de manutenção envolve procedimentos complexos cuja eficiência é fundamental para garantir a confiabilidade e a durabilidade destes ativos estratégicos. A ausência de uma rotina padronizada pode levar a erros operacionais e diagnósticos imprecisos, impactando diretamente a segurança e os custos do ciclo de vida do equipamento. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar o desenvolvimento de uma metodologia para a padronização dos procedimentos de manutenção preventiva e corretiva em transformadores de potência, com foco nas atividades executadas em centros de reparo especializados. A metodologia adotada baseou-se na elaboração de fluxogramas técnicos, desenvolvidos a partir de uma revisão da literatura técnica e normativa, e aplicação e validação por meio de um estudo de caso real de um transformador de potência de 34,5/13,8 kV e 4,3 MVA. Como resultados, estes fluxogramas mapeiam, de forma clara e sequencial, todas as etapas do processo, desde o recebimento do equipamento e a execução dos ensaios de diagnóstico, até as fases de desmontagem, reparo e comissionamento final. Portanto, conclui-se que este projeto final de curso oferece uma ferramenta de aplicação prática para a gestão e execução da manutenção, contribuindo para a mitigação de falhas processuais, otimização das rotinas e para a capacitação de equipes técnicas, visando o aumento da confiabilidade operacional dos transformadores de potência.

Palavras-chave: Equipamentos de alta tensão; Manutenção corretiva e preventiva; Transformadores de Potência; Fluxograma; Ensaios elétricos

1. Introdução

A importância estratégica de transformadores de potência no Sistema Elétrico de Potência (SEP) é inquestionável, sendo estes ativos essenciais tanto na transmissão quanto na distribuição de energia elétrica e representando uma parcela significativa dos investimentos na implantação do sistema. Neste contexto, o acompanhamento rigoroso das condições operativas, do sistema de isolamento e de seus componentes torna-se fundamental. O monitoramento é imprescindível não apenas para garantir a confiabilidade e a durabilidade do equipamento, mas também para mitigar os custos associados ao seu ciclo de vida, que englobam despesas com intervenções, substituições e remanejamentos de unidades [1].

A falha de um transformador de potência pode acarretar prejuízos expressivos, que transcendem os custos diretos de reposição do ativo e englobam impactos como interrupções prolongadas no fornecimento de energia, sanções regulatórias e danos à reputação institucional. Diante desse cenário, a adoção de práticas eficazes, alinhadas a políticas de gestão de ativos e análise de riscos, torna-se indispensável. Conforme destacado pelo CIGRÉ, as ações de conservação exercem um impacto fundamental sobre a vida útil e a confiabilidade do equipamento, sendo a realização de uma intervenção adequada um fator necessário para manter seu desempenho em níveis aceitáveis ao longo de toda a sua operação [2].

A implementação de estratégias adequadas é capaz de detectar, corrigir e até mesmo retardar falhas em seus estágios iniciais, o que reforça a importância de uma abordagem preventiva, baseada em diagnósticos precisos e procedimentos bem definidos [3].

A engenharia de manutenção evoluiu para abranger estratégias que vão além da simples correção de falhas, sendo que atualmente, práticas preventivas apoiadas por técnicas preditivas são adotadas para antecipar problemas e otimizar a disponibilidade dos ativos. A abordagem preditiva, em particular, utiliza métodos avançados de monitoramento, como a análise de gases dissolvidos no óleo isolante, para detectar precocemente sinais de degradação, permitindo assim, que intervenções sejam planejadas [1, 4].

Conforme a ABNT NBR 5356-1, um transformador de potência é definido como um equipamento estático com dois ou mais enrolamentos que, por indução eletromagnética, transforma um sistema de tensão e corrente em outro, usualmente com valores diferentes, mas à mesma frequência [5]. Seu funcionamento baseia-se neste acoplamento magnético para permitir a transferência de energia de forma eficiente entre os circuitos [6].

Manutenção, confiabilidade e disponibilidade são conceitos interdependentes, cuja gestão técnica exige a implementação de rotinas preventivas, preditivas e, quando necessário, corretivas. A estruturação de fluxos eficientes para estas atividades permite não apenas aumentar a vida útil dos transformadores, mas também reduzir os custos ao longo de seu ciclo de vida, já que normas como a ABNT NBR 5356-9, que definem processos como a realização de inspeções no ato do recebimento do equipamento para verificar danos de transporte e ensaios após a montagem em campo para assegurar sua integridade antes da energização não contém o conteúdo organizado em fluxogramas [7].

A análise dos fatores que afetam a vida útil do equipamento é crucial. Conforme aponta a literatura, a temperatura elevada, a umidade e o oxigênio são os principais agentes que causam a degradação do sistema de isolamento óleo-papel, resultando em efeitos danosos como a redução da rigidez dielétrica do óleo e o envelhecimento acelerado da isolamento celulósica [8].

Diante disso, os centros de excelência em reparos de transformadores têm se mostrado fundamentais para concentrar conhecimento técnico, padronizar processos e aplicar ensaios especializados que assegurem

a integridade do equipamento, permitindo uma tomada de decisões embasadas [9, 10]. Contudo, a ausência de um mapeamento sistematizado das etapas envolvidas no processo pode dificultar a rastreabilidade de ações, gerar ineficiências operacionais e comprometer a qualidade dos serviços prestados.

Este trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de um fluxograma técnico que represente, de forma clara e sequencial, o processo de entrada, diagnóstico, intervenção e liberação de transformadores de potência em centros especializados. O fluxograma abrange os principais ensaios realizados, as ações corretivas e preventivas aplicadas e os critérios de aceitação dos equipamentos antes do retorno à operação.

Como parte do estudo, foi realizada a aplicação prática da proposta em um centro de manutenção, permitindo validar o fluxograma por meio da análise de um caso real. A abordagem adotada permitiu mapear rotinas técnicas, identificar gargalos operacionais e propor uma sistematização orientada à padronização e melhoria contínua.

2. Fundamentação Teórica

O transformador de potência é definido como um equipamento estático dotado de dois ou mais enrolamentos que, através do princípio da indução eletromagnética, converte um sistema de tensão e corrente alternadas em outro sistema de tensão e corrente, usualmente com valores distintos, mas mantendo a frequência, tendo como principal objetivo a transmissão de potência elétrica [7].

Estes equipamentos são componentes cruciais e centrais nos Sistemas Elétricos de Potência, onde desempenham um papel estratégico e insubstituível tanto na elevação da tensão para transmissão eficiente de energia a longas distâncias, quanto na sua redução para níveis adequados à distribuição e ao consumo final [11]. O funcionamento ideal de um transformador permite essa conversão de níveis de tensão praticamente sem afetar a potência ativa transferida, operando pela ação de um campo magnético gerado em seu núcleo [11].

Além de sua função técnica essencial, os transformadores de potência representam uma parcela considerável dos investimentos na implantação e expansão de sistemas elétricos, o que os caracteriza como ativos de alta criticidade tanto do ponto de vista técnico quanto econômico [1].

Dada essa importância estratégica e o elevado custo associado, qualquer falha ou defeito nesses equipamentos pode acarretar consequências severas, como interrupções prolongadas no fornecimento de energia, prejuízos financeiros significativos para as concessionárias, e transtornos consideráveis para os consumidores e para a estabilidade do sistema elétrico como um todo [4].

A criticidade desses ativos e o impacto de suas falhas justificam a necessidade de programas de acompanhamento e manutenção rigorosos, visando garantir sua confiabilidade, disponibilidade e extensão

da vida útil [1]. A norma [7], por exemplo, aborda requisitos para o recebimento, armazenagem, instalação e manutenção de transformadores e reatores de potência imersos em líquido isolante com classe de tensão superior a 36,2 kV [7].

A manutenção preventiva é uma abordagem proativa e sistemática que visa reduzir a probabilidade de ocorrência de defeitos em equipamentos, como transformadores de potência [2]. Ela é caracterizada pela execução de atividades em intervalos predeterminados, independentemente da condição aparente do equipamento [2]. O objetivo primordial é antecipar problemas e evitar falhas inesperadas, que podem causar interrupções não programadas no fornecimento de energia e, conseqüentemente, altos custos e transtornos.

A manutenção preventiva inclui ações para melhorar a condição do equipamento, como troca de óleo, lubrificação e substituição preventiva de peças, sendo por vezes referida como "manutenção sistemática preventiva" [2]. Empresas do setor elétrico frequentemente utilizam a manutenção preventiva devido à sua previsibilidade e menor complexidade de implantação. Ela pode ser associada a técnicas preventivas, como a análise de óleo isolante, para otimizar os períodos de intervenção. As ações recomendadas com base em técnicas preditivas, que visam a manutenção preventiva, podem variar de continuar operando normalmente a investigar e realizar outros ensaios em curto prazo [1, 2].

Por outro lado, a manutenção corretiva é uma intervenção reativa, realizada após a ocorrência de um defeito ou falha no equipamento [2, 4]. Seu principal objetivo é restaurar a funcionalidade do componente ou equipamento que falhou ou se degradou. Este tipo de manutenção é geralmente associado a altos custos e interrupções na produção ou fornecimento de energia, sendo frequentemente considerado um último recurso. A manutenção corretiva pode ser classificada em diferentes graus de urgência: de emergência (intervenção imediata), de urgência (executada o mais breve possível) e programada (desenvolvida por uma programação existente ou conveniência eventual), existem mais formas de classificação na literatura este é um exemplo [1, 2]. Falhas em transformadores de potência podem levar a prejuízos expressivos, incluindo interrupções prolongadas e altos custos de reposição, o que reforça a importância de evitar manutenções corretivas não planejadas. Exemplos de ações corretivas incluem tratamento ou regeneração de óleo, substituição de ventiladores ou reparo de vazamentos.

A diferença fundamental reside no *timing* e no impacto. A manutenção preventiva busca evitar a falha antes que ela ocorra, por meio de planejamento e monitoramento contínuo, enquanto a corretiva atua para corrigir um defeito ou uma falha já existente, geralmente de forma mais dispendiosa e disruptiva [2, 4, 11]. A engenharia de manutenção busca otimizar os processos para maximizar a disponibilidade e confiabilidade dos ativos, minimizando o emprego de recursos e, idealmente, aumentando a frequência de procedimentos preventivos para evitar os prejuízos das manutenções corretivas. Registrar o histórico de manutenção,

incluindo falhas, inspeções e custos, é crucial para avaliar o desempenho e traçar estratégias de manutenção, seja preventiva ou corretiva [2, 11].

O fluxograma da Figura 1 ilustra a metodologia de diagnóstico proposta em [4] para o monitoramento de transformadores de potência em serviço [4]. O processo inicia-se com o levantamento de dados cadastrais e de projeto do equipamento, como relatórios de fábrica e características construtivas. Em seguida, são aplicadas, de forma integrada, as principais técnicas preditivas não invasivas que podem ser realizadas com o transformador energizado: a detecção de descargas parciais, a análise de gases dissolvidos e físico-química do óleo isolante, e a termografia da parte externa do equipamento, no que tange as conexões [4]. O fluxograma detalha que, após o processamento e análise individual dos resultados de cada técnica, juntamente com o levantamento das curvas operativas do equipamento, todas as informações são consolidadas em uma análise geral. Esta etapa integradora permite a emissão de um diagnóstico final e de um relatório técnico completo sobre a condição do transformador, viabilizando uma tomada de decisão mais assertiva pela equipe de manutenção [4].

Figura 1 – Procedimentos de manutenção



Fonte: [4]

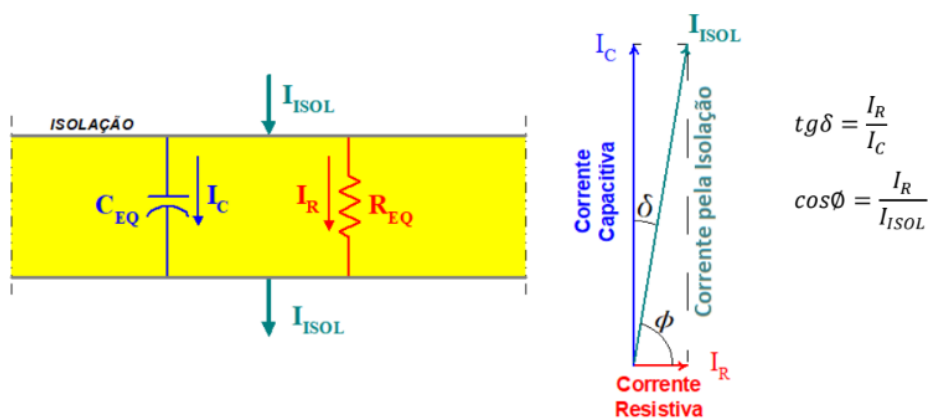
2.1 Ensaio de fator de potência do isolamento ($\cos \phi$) ou de fator de dissipação ($\tan \delta$)

O ensaio de fator de potência do isolamento ($\cos \phi$) tem como principal objetivo avaliar a qualidade e a integridade do sistema isolante dos enrolamentos do transformador. Esse ensaio mede a tangente delta ($\tan \delta$) ou o fator de potência do isolamento ($\cos \phi$), que indica as perdas dielétricas do isolamento. Valores elevados sugerem deterioração do material isolante, presença de umidade ou de contaminação por partículas.

De acordo com [5] esse ensaio deve ser executado com tensões alternadas apropriadas, sendo considerado um ensaio especial que contribui significativamente para o diagnóstico preditivo da condição interna do transformador.

O ensaio baseia-se na aplicação de uma tensão alternada ao sistema de isolamento e na medição da corrente resultante. Essa corrente tem dois componentes: um capacitivo (ideal) e um resistivo (associado às perdas) estando estes em paralelo, conforme ilustrado na Figura 2 [1]. O fator de potência e o fator de dissipação representam a razão entre esses componentes. Quanto maior o valor destas grandezas, maior é a degradação do material isolante.

Figura 2 – Representação do dielétrico; correntes resistiva, capacitiva e total.



Fonte: [1]

As perdas dielétricas referem-se à energia que é absorvida e dissipada pelo meio isolante quando submetido a um campo elétrico alternado. Essas perdas são influenciadas por fatores como absorção de umidade, contaminação com impurezas condutivas, degradação térmica do papel isolante e oxidação do óleo mineral. Com o tempo, esses fatores comprometem a confiabilidade do equipamento e podem evoluir para falhas catastróficas se não forem detectados precocemente.

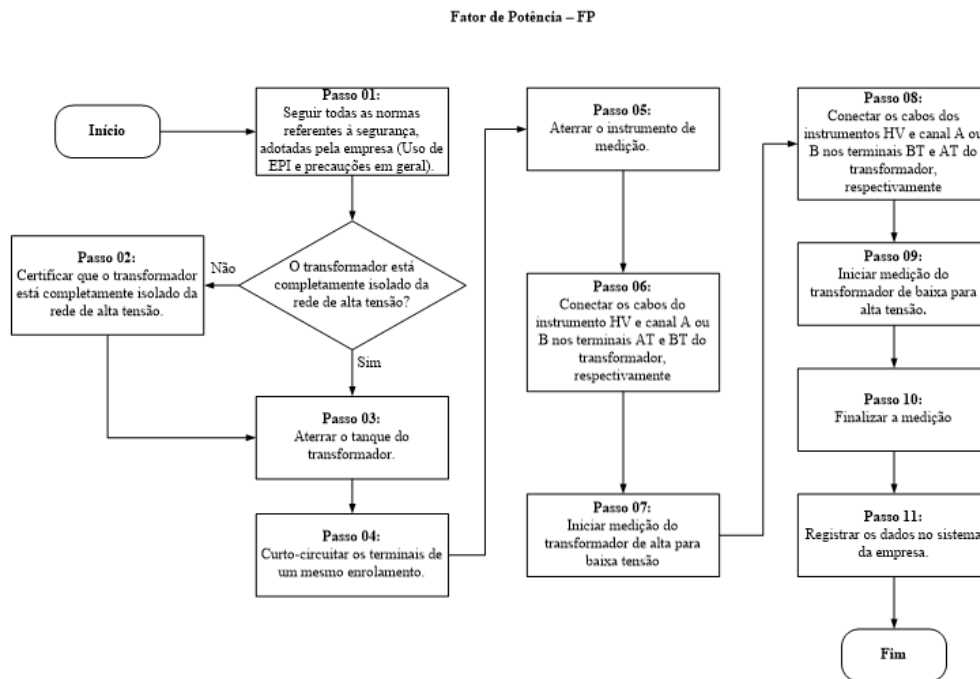
Segundo [2] o ensaio de fator de potência ou fator de dissipação é classificado como um dos testes elétricos básicos, recomendando-se sua realização periodicamente em conjunto com outros ensaios como resistência de isolamento e análise de óleo. Em [1] também destaca o fator de potência ou fator de dissipação como grandezas mais relevantes nas avaliações físico-químicas e elétricas, sendo utilizado na definição de critérios de diagnóstico da condição geral do transformador.

A execução do ensaio requer equipamentos como um medidor de fator potência do isolamento ($\cos \phi$) ou de fator de dissipação ($\tan \delta$) uma fonte de tensão alternada regulada e um sistema de proteção e medição

de corrente. O equipamento de ensaio mede a capacitância e o fator de dissipação ou o fator de potência entre os terminais de alta tensão, baixa tensão e terra, o que permite identificar a isolamento mais degradada e, portanto, com maior probabilidade de falhas do sistema isolante.

O fluxograma da Figura 3 detalha os procedimentos operacionais padrão deste tipo de ensaio, vale salientar que as normas de segurança sempre estão presentes em quaisquer tipos de procedimento.

Figura 3 – Fluxograma sobre o ensaio de fator de potência ou do fator de dissipação



Fonte: [10]

2.2 Ensaio de corrente de excitação

O ensaio de corrente de excitação tem por finalidade verificar a integridade do circuito magnético do transformador, permite identificar anomalias como laminações em curto-circuito, falhas entre espiras e fornece informações cruciais sobre a integridade do circuito magnético do equipamento [2]. A corrente de excitação é o valor eficaz da corrente que flui através do terminal de linha de um enrolamento quando a tensão nominal à frequência nominal é aplicada a este enrolamento, estando os outros enrolamentos em circuito aberto [5].

Uma etapa importante e frequentemente negligenciada é a desmagnetização do núcleo do transformador antes da realização do ensaio de corrente de excitação, especialmente se medições de resistência de enrolamento em corrente contínua (CC) tiverem sido realizadas anteriormente. O magnetismo

residual pode distorcer significativamente os resultados de corrente de excitação e levar a diagnósticos equivocados. Por essa razão, é uma boa prática garantir que uma etapa de desmagnetização seja executada como pré-requisito para o ensaio de corrente de excitação [7].

Se o transformador possuir um comutador de derivação em carga (CDC) ou um comutador de derivação sob tensão (CDST), o ensaio de corrente de excitação deve ser realizado para cada posição de derivação. A necessidade de realizar o ensaio em cada posição do CDC e do CDST destaca que o comutador de derivação não é apenas um mecanismo de ajuste de tensão, mas uma parte integrante do circuito elétrico durante o ensaio. Alterações na posição da derivação modificam a configuração do enrolamento e, conseqüentemente, o caminho magnético, o que afetará a corrente de excitação. Isso implica que o ensaio em todas as posições do CDC ou do CDST fornece informações para diagnóstico não apenas sobre o próprio CDC ou do CDST, mas também sobre o comportamento do núcleo e dos enrolamentos sob diferentes condições de fluxo magnético, tornando-o um ensaio mais abrangente do que uma medição em uma única derivação.

As normas ABNT NBR 5356 permitem uma tolerância de +20% em relação ao valor declarado pelo fabricante para a corrente de excitação [5].

Há ênfase na comparação dos resultados mais recentes com dados históricos [6]. Valores absolutos isolados podem ser enganosos devido a variações de fabricação e fatores complexos que influenciam a corrente de excitação. A análise de tendências ao longo do tempo permite a identificação de degradação gradual, enquanto a comparação com unidades idênticas ajuda a normalizar variações específicas de projeto.

2.3 Ensaio de relação de transformação

O ensaio de relação de transformação, é um procedimento de diagnóstico fundamental e rotineiro realizado em transformadores de potência. Sua principal finalidade é a verificação precisa da proporção entre o número de espiras do enrolamento primário e o número de espiras dos enrolamentos secundários e terciários, caso existam, assegurando que o transformador fornecerá as tensões secundárias (ou terciárias) corretas conforme as especificações de seu projeto, para uma determinada tensão de entrada.

Este ensaio é crucial não apenas para confirmar a relação de espiras projetada, mas também para verificar a polaridade correta dos enrolamentos e o deslocamento angular entre eles, aspectos vitais para a correta operação em paralelo com outros transformadores e para o funcionamento adequado dos sistemas de proteção associados. A norma ABNT NBR 5356-1 [5] classifica este ensaio como de rotina, tornando-o mandatório para transformadores novos, após a realização de reparos ou durante manutenções significativas. A mesma norma [5] especifica que a tolerância para a relação de tensões em qualquer derivação deve ser de $\pm 0,5\%$.

A execução do ensaio de relação de transformação deve abranger, obrigatoriamente, todas as derivações disponíveis no comutador, seja ele um comutador de derivações em carga (CDC) ou um comutador de derivações sem tensão (CDST). Isso garante que a relação de tensões se mantenha dentro dos limites aceitáveis em todas as possíveis configurações de operação do transformador.

A norma [5], detalha diversos métodos para a realização deste ensaio, como o método do voltímetro, o método do transformador-padrão, o método do transformador de referência de relação variável, que é amplamente utilizado e frequentemente implementado em equipamentos modernos, e o método potenciométrico. Tipicamente, o ensaio consiste na aplicação de uma tensão alternada, geralmente de valor reduzido e inferior à nominal, a um dos enrolamentos, enquanto se mede a tensão induzida nos demais enrolamentos, com o transformador operando em vazio, ou seja, sem carga conectada. A frequência da tensão de ensaio deve ser igual ou superior à frequência nominal do equipamento.

A importância do ensaio de relação de transformação reside também em sua capacidade de detectar uma variedade de defeitos internos que podem comprometer o funcionamento do transformador. Entre os principais problemas identificáveis estão os curtos-circuitos entre espiras em um mesmo enrolamento, que alteram o número efetivo de espiras ativas e, conseqüentemente, a relação de tensões medida. Problemas no comutador de derivações, como maus contatos elevados nos pontos de conexão, ligações incorretas das derivações internamente ao comutador, ou mesmo um posicionamento equivocado do mecanismo, são claramente evidenciados por este ensaio.

Adicionalmente, ligações incorretas dos próprios enrolamentos e a inversão de polaridade também podem ser identificadas. É válido notar que, embora o ensaio de corrente de excitação seja mais específico para diagnosticar problemas no circuito magnético, anomalias significativas no núcleo que afetem de forma desigual o fluxo magnético entre fases ou derivações podem, em certos casos, manifestar-se como pequenas variações na relação de transformação. As informações sobre as tensões nominais e as faixas de derivação, fundamentais para a avaliação dos resultados do ensaio de transformadores, devem estar claramente indicadas na placa de identificação do transformador, conforme preconiza a ABNT NBR 5356-1 [5].

O ensaio de relação de transformação também se aplica a transformadores de corrente associados às buchas de transformadores de potência, com o objetivo de verificar a fidelidade da relação entre a corrente primária, que circula pela bucha, e a corrente secundária fornecida pelo transformador de corrente. A norma ABNT NBR 6856 [12] especifica os requisitos para transformadores de corrente, incluindo a definição de relação de transformação nominal (k_r) e real (K) para estes dispositivos. Os procedimentos de ensaio para transformadores de corrente de bucha são detalhados em normas como a IEC 61869-2 e a própria NBR 6856 [12].

2.4 Ensaio de resistência ôhmica dos enrolamentos

O ensaio de resistência ôhmica dos enrolamentos é um procedimento de diagnóstico fundamental, classificado como ensaio de rotina pela ABNT NBR 5356-1 [5], e essencial na avaliação da integridade de transformadores de potência. Este ensaio tem como objetivo principal verificar a continuidade elétrica dos enrolamentos, a qualidade das conexões internas, contatos de comutadores de derivação e identificar possíveis problemas como espiras em curto-circuito (embora menos sensível para este defeito específico comparado a outros ensaios), interrupção de condutores paralelos, ou alta resistência de contato em conexões aparafusadas ou soldadas [1]. Adicionalmente, os valores medidos são utilizados para o cálculo das perdas Joule nos enrolamentos e para a determinação da temperatura dos enrolamentos ao final de ensaios de elevação de temperatura [7].

A medição da resistência dos enrolamentos é realizada aplicando-se uma corrente contínua através do enrolamento sob teste e medindo-se a queda de tensão resultante [7, 8]. Instrumentos de alta precisão, como micro-ohmímetros digitais, são comumente utilizados para esta finalidade, garantindo leituras acuradas de valores de resistência que podem ser muito baixos, especialmente em enrolamentos de baixa tensão e alta corrente. Conforme a norma [7], o ensaio deve ser realizado entre os terminais de linha de cada enrolamento e, para enrolamentos conectados em estrela com neutro acessível, também entre cada terminal de linha e o neutro. É crucial que a medição seja efetuada em todas as derivações do comutador de derivações, seja ele um comutador de derivações em carga ou um comutador de derivações sem tensão [7, 9].

Um Procedimento Operacional Padrão (POP) para este ensaio, como o detalhado em [10], geralmente inclui etapas como a calibração do instrumento, a correta conexão dos cabos de corrente e potencial, o monitoramento da temperatura, e a certificação de que a corrente de ensaio não exceda um percentual significativo da corrente nominal do enrolamento para evitar aquecimento excessivo que possa falsear os resultados.

Um dos aspectos mais críticos deste ensaio é a influência da temperatura. A resistência dos materiais condutores, como cobre ou alumínio, varia significativamente com a temperatura. Portanto, é imprescindível registrar a temperatura do enrolamento no momento da medição e corrigir o valor da resistência obtida para uma temperatura de referência padronizada, usualmente 75°C conforme a ABNT NBR 5356-1 [5] ou, em algumas práticas de manutenção, 20°C. As fórmulas para esta correção são fornecidas na norma [7]. Os valores de resistência corrigidos são então comparados com valores de referência, que podem ser os obtidos em ensaios de fábrica, ensaios anteriores no mesmo equipamento, ou valores de unidades idênticas [7, 1].

A norma [7] sugere que diferenças superiores a 5% entre medições comparáveis devem ser investigadas. A ABNT NBR 5356-9 [7] também preconiza uma tolerância de $\pm 5,0\%$ para valores medidos após a montagem em campo em relação aos de fábrica, após correção para a temperatura de referência, e

discute a análise de desvios médios quando todas as medições apresentam uma variação uniforme. A tese [1] apresenta critérios de avaliação baseados em variações percentuais e faixas de valores.

A detecção de valores de resistência ôhmica anormais pode indicar diversos defeitos, como conexões frouxas ou corroídas, mau contato nos comutadores de derivação, condutores rompidos ou com seções reduzidas devido a danos mecânicos ou térmicos, e problemas em soldas ou outras junções internas. É importante notar que a realização de ensaios com corrente contínua pode levar à magnetização residual do núcleo do transformador. Essa magnetização pode afetar adversamente os resultados de ensaios subsequentes que utilizam corrente alternada, como o ensaio de corrente de excitação ou a análise de resposta em frequência [1]. Por isso, frequentemente recomenda-se a desmagnetização do núcleo após a medição da resistência ôhmica e antes da realização de outros ensaios. Para transformadores de corrente de bucha, o ensaio de resistência ôhmica também é relevante para verificar a integridade do enrolamento secundário, conforme mencionado na NBR 6856 [12], que define a resistência do enrolamento secundário (R_{ct}) e descreve o procedimento de medição.

2.5 Ensaio de resistência de isolamento

O ensaio de resistência de isolamento é um procedimento diagnóstico fundamental e classificado como ensaio de rotina pela ABNT NBR 5356-1 [5], destinado a avaliar a qualidade e a capacidade do sistema isolante de um transformador de potência em resistir à condução de corrente elétrica sob a aplicação de uma tensão contínua. Este teste é essencial para a segurança operacional, pois permite verificar a condição geral da isolação entre os enrolamentos e entre cada enrolamento e a massa [5]. A sua realização periódica e após intervenções no equipamento auxilia na detecção de deterioração, contaminação, umidade excessiva ou outros defeitos que possam comprometer o isolamento e levar a falhas catastróficas, como curtos-circuitos internos [1, 5]. A norma [5] recomenda que este ensaio seja efetuado antes de quaisquer ensaios dielétricos de maior severidade.

A execução do ensaio de resistência de isolamento envolve a aplicação de uma tensão contínua, geralmente por um período de 60 segundos até 10 minutos, utilizando um megôhmetro [5]. As tensões de ensaio variam conforme a tensão nominal do enrolamento e a tensão suportável de ensaio dielétrico, podendo ir de 500 V para enrolamentos de baixa tensão até 5000 V ou mais para enrolamentos de alta tensão, conforme especificado na ABNT NBR 5356-1 [5]. Durante o ensaio, é crucial que o transformador esteja completamente desenergizado e seus terminais sejam devidamente aterrados antes do início e após a conclusão de cada medição, para garantir a descarga de qualquer carga residual acumulada em capacitância. Para uma análise mais completa da condição do isolamento, são calculados o Índice de absorção, relação entre a leitura de resistência em 60 segundos e a leitura em 30 segundos e, mais comumente, o Índice de

Polarização (IP), relação entre a leitura de resistência em 10 minutos e a leitura em 1 minuto [5, 1]. Estes índices fornecem informações valiosas sobre a presença de umidade e contaminação no isolamento, pois um isolamento seco e limpo tende a apresentar um aumento gradual da resistência ao longo do tempo de aplicação da tensão [1].

Os resultados da medição da resistência de isolamento são fortemente influenciados por fatores como a temperatura do isolamento, a umidade relativa do ar e as condições da superfície dos isoladores externos [1]. Por este motivo, é mandatório registrar a temperatura do enrolamento e as condições ambientais no momento do ensaio [5]. Para permitir comparações válidas ao longo do tempo e com valores de referência, os valores de resistência de isolamento medidos devem ser corrigidos para uma temperatura padrão, usualmente 20 graus célsius [1]. Fatores de correção podem ser encontrados em literatura técnica, como proposto na seção 5.5 da tese de Marques [1].

Valores de resistência de isolamento baixos, ou Índices de Polarização e Absorção insatisfatórios, podem indicar problemas como isolamento deteriorado, presença de umidade, contaminação por sujeira ou partículas condutoras, ou caminhos de fuga de corrente [5, 1]. A interpretação dos resultados deve levar em conta o histórico do equipamento e os valores mínimos aceitáveis, que considera a idade do transformador. Este ensaio é também aplicado especificamente às buchas e aos transformadores de corrente associados a elas, para verificar a integridade de seus sistemas isolantes, seguindo procedimentos e critérios adaptados, como os mencionados na ABNT NBR 5356-9 [7] para a resistência de isolamento do núcleo e da fiação, e na ABNT NBR 6856 [12] para transformadores de corrente.

2.6 Análise cromatográfica de óleo isolante

A análise cromatográfica, também conhecida como análise de gases dissolvidos (AGD), é um dos ensaios mais poderosos e amplamente utilizados como técnica preditiva de transformadores de potência imersos em óleo isolante [1, 11]. Trata-se de uma técnica laboratorial não invasiva que permite detectar e quantificar os diversos gases que se formam e se dissolvem no óleo isolante devido aos processos normais de envelhecimento ou, mais criticamente, em decorrência de falhas incipientes no equipamento [1, 8].

Sua principal finalidade é fornecer um diagnóstico sobre a condição interna do transformador, identificando a presença e a natureza de defeitos como descargas parciais, arcos elétricos e pontos de superaquecimento em diferentes faixas de temperatura, tanto no óleo quanto nos materiais celulósicos [13]. A ABNT NBR 5356-1 [5] classifica a medição dos gases dissolvidos no óleo isolante como um ensaio especial, a ser realizado conforme a ABNT NBR 7070, norma que estabelece os procedimentos para amostragem de gases e óleo e análise dos gases livres e dissolvidos [5, 8].

O procedimento de AGD inicia-se com a coleta cuidadosa de uma amostra de óleo do transformador em serviço, utilizando seringas específicas ou outros recipientes adequados para evitar a contaminação ou a perda de gases [8]. Em laboratório, os gases dissolvidos são extraídos do óleo e, em seguida, analisados por meio de um cromatógrafo gasoso [8].

Este equipamento separa os diferentes componentes gasosos da mistura e os quantifica individualmente. Os principais gases monitorados, devido à sua correlação com tipos específicos de falhas, incluem hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4), acetileno (C_2H_2), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2) [1, 13]. Gases atmosféricos como oxigênio (O_2) e nitrogênio (N_2) também são frequentemente quantificados para auxiliar na avaliação da estanqueidade do equipamento e na interpretação dos demais gases [1].

A interpretação dos resultados da AGD é uma etapa complexa que requer conhecimento especializado e, frequentemente, o uso de normas e guias técnicos consagrados. A ABNT NBR 7274 [13] é a norma brasileira fundamental para a interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço, fornecendo diretrizes sobre como as concentrações e as relações entre os gases podem ser utilizadas para diagnosticar a condição do equipamento e sugerir ações futuras [13].

Diversos métodos de diagnóstico são empregados, como o método do gás-chave, o método das relações de Rogers, o método de Doernenburg e o Triângulo de Duval, os quais são abordados e comparados em trabalhos como a tese de Marques [1], que também propõe uma abordagem combinada de guias IEEE e IEC para otimizar o diagnóstico [1]. A NBR 5356-9 [7] também recomenda a utilização da NBR 7274 [13] para a interpretação dos resultados de AGD em diversas etapas da vida do transformador, como após o transporte com óleo, antes da energização e durante a manutenção periódica [7].

A evolução das concentrações de gases ao longo do tempo, acompanhada por meio de um histórico de análises, é de extrema importância, pois permite identificar tendências e taxas de geração de gases, que são indicadores mais sensíveis de problemas em desenvolvimento do que valores absolutos isolados [1, 8].

2.7 Análise físico-química do óleo

A análise físico-química do óleo isolante é um conjunto de ensaios laboratoriais realizados para avaliar as características dielétricas e a condição de envelhecimento do óleo mineral isolante empregado em transformadores de potência [1, 8]. Este tipo de análise é fundamental dentro de um programa de manutenção preditiva, pois o óleo, além de sua função isolante, atua como meio de refrigeração, e suas propriedades podem indicar tanto a sua própria degradação quanto problemas internos no transformador [1]. O objetivo principal é verificar se o óleo ainda se encontra em condições adequadas para exercer suas funções de forma segura e eficiente, ou se necessita de intervenções como tratamento, regeneração ou substituição [1].

Através da análise físico-química, diversos parâmetros do óleo são investigados, e seus resultados podem detectar uma série de problemas [1]. A rigidez dielétrica, por exemplo, mede a capacidade do óleo de suportar tensões elétricas sem de gás, comumente denominado; valores baixos podem indicar contaminação por água ou partículas, comprometendo a capacidade isolante do óleo [1].

O teor de água é outro parâmetro crítico, pois a presença excessiva de umidade acelera a degradação do papel isolante e reduz a rigidez dielétrica do óleo [1]. A tensão interfacial e o índice de neutralização são indicadores do envelhecimento do óleo e da presença de produtos de oxidação; valores baixos de tensão interfacial e altos de acidez sugerem um óleo degradado, com formação de borra e outros compostos polares que podem prejudicar o sistema isolante [1]. O fator de dissipação dielétricas a uma dada temperatura avalia as perdas de energia no óleo quando submetido a um campo elétrico alternado; valores elevados indicam contaminação ou envelhecimento [1]. O índice de cor fornece uma indicação visual do grau de envelhecimento ou contaminação, embora seja um parâmetro mais qualitativo [1]. A densidade é verificada para confirmar o tipo de óleo e para cálculos de volume e massa [1].

Resultados anormais nestes ensaios podem indicar processos de degradação do óleo devido à oxidação, contaminação por umidade, presença de partículas metálicas ou celulósicas em suspensão, e o esgotamento de aditivos inibidores de oxidação, caso presentes [1]. A ABNT NBR 5356-1 [5] reconhece a importância destes ensaios. A [9] e NBR 10576 fornecem diretrizes para a supervisão e manutenção de óleos minerais isolantes, incluindo limites aceitáveis para diversos parâmetros físico-químicos.

A tese de Marques [1] apresenta um método detalhado para avaliação e classificação de óleos minerais isolantes por meio de análises físico-químicas, incluindo critérios e ponderações para as grandezas mencionadas [1]. O acompanhamento da tendência desses parâmetros ao longo do tempo é mais informativo do que análises isoladas, permitindo uma tomada de decisão mais assertiva sobre as ações de manutenção necessárias para preservar a vida útil do transformador [1, 5]. O [11] também menciona a análise físico-química como uma das principais técnicas preditivas não invasivas aplicadas em transformadores de potência.

2.8 Verificação de funcionamento dos acessórios

A verificação do funcionamento dos acessórios em transformadores de potência é crucial para assegurar a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia, sendo estes equipamentos essenciais e de alto investimento. Uma manutenção eficaz, que abrange a checagem dos acessórios, contribui para minimizar impactos operacionais e financeiros, otimizar custos e prolongar a vida útil do equipamento [14]. Concessionárias de energia utilizam técnicas preditivas e manutenções preventivas baseadas em engenharia de manutenção para diagnóstico e análise de resultados de ensaios e monitoramento [11].

Acessórios são vitais para o monitoramento, proteção e operação de transformadores imersos em líquido isolante. A Norma [5] lista acessórios aplicáveis. A [7] aborda o recebimento, instalação e manutenção, incluindo verificações essenciais após a montagem e antes da energização [7], muitas vezes referenciando normas específicas para acessórios [14]. Diversos acessórios requerem verificação específica.

O Relé de gás, comumente denominado Buchholz, é um acessório de segurança que monitora anormalidades de formação de gases e de fluxo de óleo [14]. Testes de rotina verificam a atuação de contatos e estanqueidade. A análise de gases dissolvidos, uma técnica preditiva importante regida pela ABNT NBR 7274 [13], pode ser coletada via o relé Buchholz.

Dispositivos de Alívio de Pressão são testados quanto à pressão de atuação e estanqueidade [14]. Indicadores de temperatura e nível de óleo passam por inspeção visual e ensaios funcionais, sendo verificados localmente. Monitores digitais de temperatura têm suas medições e saídas testadas [14].

O Secador de Ar protege o óleo da penetração de umidade, e sua estanqueidade e resistência são verificadas [14].

O Comutador de Derivações é testado funcionalmente em carga e verificado sem tensão [14]. Após a montagem, a relação de transformação e resistência elétrica são medidas. Técnicas complementares como Medição da Resistência Dinâmica e termografia são usadas, especialmente em modelos em carga.

Buchas, que asseguram o isolamento interfacial entre a parte interna e externa do transformador, têm sua condição avaliada por inspeções visuais e ensaios como fator de potência e resistência de isolamento [11]. A ABNT NBR 5356-1 recomenda testes específicos em buchas após a montagem.

Transformadores de Corrente (TCs) de bucha têm suas características verificadas pós-montagem.

Válvulas, como as de drenagem ou amostragem, são submetidas a ensaios e verificações de posição.

Sistemas de resfriamento forçado, com bombas e ventiladores, são checados quanto à operação, incluindo o sentido de rotação.

Outros acessórios como caixas de terminais e meios de aterramento também são inspecionados, incluindo o ensaio de isolamento de circuitos auxiliares [14].

Dado o alto investimento em transformadores de potência, a verificação rigorosa de seus acessórios é fundamental para prevenir falhas inesperadas e prolongar a vida útil, otimizando o retorno sobre o investimento. A vida útil esperada dos acessórios está alinhada à do transformador, contanto que recebam a manutenção adequada e operem sob condições normais.

2.9 Ensaio de resistência de isolamento em buchas

O ensaio de resistência de isolamento em buchas de transformadores de potência é uma técnica fundamental de manutenção para avaliar a condição do sistema isolante e garantir a confiabilidade do

equipamento. As buchas, componentes que asseguram o isolamento entre o enrolamento interno e os condutores externos, estão entre os principais pontos de falha dos transformadores. Este ensaio é essencial para a segurança operacional, pois baixos valores de resistência podem indicar risco de curto-circuito e falha.

O teste é realizado aplicando-se uma tensão contínua utilizando um megôhmetro. O ensaio visa medir a resistência entre o condutor central da bucha e sua carcaça, ou entre seus componentes internos. Medições são feitas por um tempo mínimo, geralmente um minuto ou mais, para observar o comportamento da corrente de fuga [5].

A interpretação dos resultados envolve a comparação dos valores de resistência obtidos com os valores de referência de fábrica ou históricos do equipamento. Além da resistência absoluta, são avaliados índices como o índice de polarização e o índice de absorção, calculados a partir das leituras de resistência em diferentes tempos de aplicação da tensão. Um índice de polarização baixo pode indicar problemas na isolação. Critérios de classificação podem considerar a idade e a tensão nominal da bucha [1].

Este ensaio é recomendado durante inspeções de manutenção periódicas e é crucial ser realizado após o transporte do transformador e antes de sua energização para verificar a integridade do isolamento. Outros ensaios, como fator de potência (ou fator de dissipação) e capacitância, também são utilizados para avaliar a condição das buchas, especialmente as condensivas. A verificação contínua da condição da isolação das buchas através destes ensaios contribui significativamente para a prevenção de falhas inesperadas [1, 2].

2.10 Ensaio de capacitância das buchas

O ensaio de capacitância em buchas de transformadores de potência é uma técnica de diagnóstico crucial para avaliar a condição do sistema isolante, particularmente das buchas condensivas, e garantir a operação segura e confiável do equipamento. As buchas desempenham um papel vital ao assegurar o isolamento elétrico entre os enrolamentos internos e os condutores externos do transformador, e são reconhecidas como um dos principais pontos suscetíveis a falhas. A realização deste ensaio é, portanto, essencial para a segurança operacional, permitindo detectar a degradação da isolação antes que ocorram falhas críticas [2].

Este ensaio foca na avaliação da integridade das camadas capacitivas internas e do estado geral do material dielétrico. Buchas do tipo condensivas, que contêm camadas concêntricas de papel impregnado em óleo ou resina, atuam intrinsecamente como divisores de tensão. O teste é realizado utilizando pontes de medição específicas. Ele permite verificar se as características capacitivas da bucha permanecem estáveis ao longo do tempo ou se houve variações em relação aos valores de referência. Para buchas mais antigas que não possuem tap capacitivo de medição, pode ser necessário instalar material isolante entre o flange da bucha e o tanque do transformador, utilizando o próprio flange como eletrodo de medição [2] ou utilizar

medição por meio do ensaio de hot-collar.

A interpretação dos resultados do ensaio de capacitância baseia-se na análise de variações significativas nos valores obtidos. Essas variações podem ser comparadas com os dados de fábrica ou com medições históricas do equipamento. Após a montagem, por exemplo, a ABNT NBR 5356-9 [7] recomenda a medição do fator de potência e capacitância das buchas condensivas, aceitando-se uma variação de no máximo $\pm 3\%$ em relação aos dados de placa. Variações que excedem as tolerâncias aceitáveis podem indicar problemas sérios, como a degradação do isolamento, ingresso de umidade no dielétrico ou deslocamento mecânico das camadas capacitivas internas. O ensaio de fator de potência, frequentemente realizado em conjunto com o ensaio de capacitância, avalia as perdas dielétricas e complementa o diagnóstico sobre a condição da isolação [1, 7, 5].

O ensaio de capacitância das buchas é considerado parte integrante dos testes recomendados em buchas de alta tensão pela ABNT NBR 5356-1 [5], especialmente naquelas equipadas com monitoramento contínuo do fator de potência. É um ensaio crucial a ser realizado após o transporte do transformador e antes de sua energização, para verificar a integridade do isolamento que pode ter sido comprometida durante o manuseio ou armazenagem. Além disso, é recomendado como parte das inspeções de manutenção periódicas. Transformadores de corrente de bucha, que são componentes separados, também passam por verificação de suas características, incluindo ensaios de capacitância, após a montagem.

Em suma, o ensaio de capacitância é uma ferramenta diagnóstica poderosa para monitorar a saúde das buchas de transformadores de potência. Ao identificar problemas como degradação do isolamento ou umidade, ele permite que ações de manutenção preventivas sejam tomadas a tempo, evitando falhas inesperadas que poderiam causar interrupções no fornecimento de energia e prejuízos financeiros. A avaliação contínua da isolação das buchas, combinando ensaios como capacitância e fator de potência, é fundamental para a gestão eficaz da vida útil desses ativos críticos [1, 11, 7]

2.11 Ensaio de resistência de isolamento em transformadores de corrente de bucha

O ensaio de resistência de isolamento em transformadores de corrente de bucha é uma técnica diagnóstica fundamental para avaliar a condição do sistema isolante secundário desses componentes críticos e, conseqüentemente, garantir a segurança e a confiabilidade dos sistemas de medição e proteção do transformador de potência.

Os TCs de bucha são dispositivos toroidais instalados nos transformadores, geralmente no interior do tanque, em torno da parte inferior da bucha e abaixo do flange (no caneco da bucha), com a função de fornecer uma corrente secundária proporcional à corrente primária que passa pela bucha. As buchas são componentes essenciais para a interligação e isolação entre os enrolamentos do transformador (parte interna) e o sistema

elétrico (parte externa), sendo reconhecidas como pontos suscetíveis a falhas. Portanto, a integridade do isolamento dos TCs de bucha é vital para a operação segura do transformador [2, 11].

O ensaio de resistência de isolamento é realizado aplicando-se uma tensão contínua. Para TCs de bucha, a medição é feita entre os terminais secundários e a terra. Especificamente, para a verificação após a montagem, recomenda-se medir a resistência de isolamento em corrente contínua entre todos os secundários de uma mesma bucha e os secundários da bucha contra massa. A tensão de medição utilizada não deve exceder 1000 VCC para este ensaio específico, embora para ensaios gerais de resistência de isolamento em transformadores possam ser utilizadas tensões maiores. O teste é executado utilizando um megôhmetro, e os terminais de medição devem estar isentos de impurezas. Em ensaios de isolamento em geral, é comum manter a tensão constante por um tempo mínimo, usualmente 1 minuto, realizando leituras para avaliar o comportamento da corrente de fuga [2, 5, 7].

A interpretação dos resultados baseia-se no valor da resistência medida. Um valor de resistência de isolamento muito baixo pode indicar degradação do isolamento secundário, ingresso de umidade ou até mesmo um curto-circuito parcial. Tais condições podem comprometer a precisão da medição de corrente e impedir a operação correta dos sistemas de proteção associados ao TC. Os valores obtidos devem ser comparados com os valores de referência fornecidos pelo fabricante ou com os resultados de ensaios anteriores. Para a resistência de isolamento em corrente contínua entre os secundários de TCs de bucha e a massa, após a montagem, deve ser respeitado um valor mínimo de 500 M Ω , medido com tensão de no máximo 1000 VCC [2, 7].

Este ensaio é considerado essencial e é regido por normas pertinentes. A ABNT NBR 5356-1 [5] e a IEC 61869-2 abordam aspectos relacionados aos transformadores de corrente e seus ensaios. A verificação da resistência de isolamento dos TCs de bucha faz parte dos ensaios realizados após a montagem do transformador, antes de sua energização, e é também uma prática comum durante as inspeções de manutenção periódica. A garantia da integridade do isolamento dos TCs de bucha por meio deste ensaio contribui diretamente para a prevenção de falhas que poderiam afetar a medição precisa da corrente e a atuação adequada das proteções do transformador, evitando falhas inesperadas e garantindo a continuidade do fornecimento de energia [7].

2.12 Ensaio de relação de transformação dos TCs de bucha

O ensaio de relação de transformação em transformadores de corrente de bucha constitui um procedimento diagnóstico de suma importância, destinado a verificar a precisão e a fidelidade da relação entre a corrente elétrica que circula no primário e a corrente induzida em seu secundário. Os TCs de bucha são dispositivos toroidais cruciais, tipicamente instalados no interior do tanque do transformador, em torno

da parte inferior da bucha e abaixo do flange, e são componentes essenciais para os sistemas de medição e proteção, fornecendo informações de corrente proporcionais à corrente de carga que atravessa a bucha. A exatidão dessa relação é vital para assegurar a operação correta dos relés de proteção e a precisão das medições no sistema elétrico [2].

A metodologia do ensaio envolve a aplicação de uma corrente conhecida no primário do TC de bucha e a subsequente medição da corrente resultante em seu secundário. Para a execução deste teste, utilizam-se fontes de corrente e instrumentos de comparação. O objetivo primordial é confirmar que o TC de bucha entrega a corrente de saída esperada dentro da classe de exatidão definida pelo fabricante. Este ensaio é regido por normas técnicas pertinentes, como a ABNT NBR 6856 [12] e a IEC 61869-2, as quais estabelecem os procedimentos detalhados e os critérios de aceitação para garantir a conformidade do equipamento.

A interpretação dos resultados deste ensaio baseia-se na comparação da relação de transformação medida com o valor nominal especificado pelo fabricante. Desvios significativos entre o valor medido e o nominal podem ser indicativos de problemas internos ao TC, tais como curtos-circuitos entre espiras no enrolamento secundário, falhas nas conexões elétricas ou danos estruturais que afetem sua funcionalidade. A falha em atender aos limites de tolerância estabelecidos pela classe de exatidão do TC significa que o componente não está operando conforme o projeto, o que pode comprometer gravemente a confiabilidade e a precisão dos sistemas de medição e proteção aos quais ele está conectado. Em relatórios técnicos, resultados podem ser apresentados, indicando, por exemplo, que um erro máximo de 0,031% foi encontrado na fase 3 de um transformador de potência, sendo aceitável um erro de até 0,5% para este equipamento [11].

Este ensaio é considerado essencial e sua realização é crucial em momentos estratégicos do ciclo de vida do transformador de potência. É fundamental que seja efetuado após qualquer intervenção de manutenção, substituição ou movimentação do equipamento que possa ter afetado o TC de bucha, garantindo sua integridade e funcionalidade antes do retorno ao serviço. A realização periódica do ensaio de relação de transformação dos TCs de bucha, em conjunto com outras técnicas diagnósticas, é uma prática indispensável para o monitoramento contínuo da condição desses ativos, permitindo a detecção precoce de falhas e, conseqüentemente, evitando interrupções não planejadas no fornecimento de energia e maiores prejuízos [1].

2.13 Ensaio de resistência ôhmica dos TCs de bucha

O ensaio de resistência ôhmica em transformadores de corrente de bucha é um procedimento de diagnóstico essencial que visa verificar a continuidade elétrica e a integridade do enrolamento secundário desses componentes. Os TCs de bucha são elementos cruciais para os sistemas de medição e proteção de transformadores de potência, e sua correta funcionalidade depende da fidelidade com que transformam a corrente primária em secundária. A realização deste ensaio é fundamental para identificar defeitos como

conexões frouxas, enrolamentos danificados ou a presença de pontos de aquecimento anormais, que podem comprometer a precisão da medição de corrente e a operação adequada dos sistemas de proteção associados [11].

Este teste é realizado utilizando-se instrumentos de baixa resistência, como micro-ohmímetros, que permitem medições de alta precisão. A resistência elétrica dos enrolamentos é medida por fonte de corrente contínua em todos os enrolamentos, e os valores são comparados com os limites de projeto. É importante considerar a compensação térmica dos resultados, referenciando-os a uma temperatura padrão, para permitir comparações consistentes.

A interpretação dos resultados obtidos no ensaio de resistência ôhmica dos TCs de bucha baseia-se na comparação com os parâmetros de fábrica. Para transformadores em geral, a comparação dos valores de resistência obtidos em campo com os ensaios de fábrica ou dados históricos do equipamento é crucial para identificar espiras em curto-circuito, conexões ou contatos em má condição de condução elétrica. Por exemplo, para enrolamentos de baixa tensão, as medições de resistência entre as fases não devem apresentar uma diferença superior a 3%. Desvios em relação aos parâmetros esperados podem indicar falhas incipientes que, se não corrigidas, podem evoluir para problemas maiores, afetando o desempenho e a vida útil do transformador [1, 2, 11].

A importância deste ensaio reside no fato de ser parte integrante do diagnóstico em manutenções preventivas e corretivas. A medição da resistência ôhmica dos enrolamentos é classificada como um ensaio de rotina para transformadores de potência. Juntamente com outros ensaios elétricos, como a relação de transformação e a resistência de isolamento, a resistência ôhmica dos TCs de bucha contribui para um diagnóstico mais acurado do estado do equipamento, apoiando a tomada de decisões na engenharia de manutenção. A realização periódica e a correta interpretação desses resultados são essenciais para garantir a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica [1, 5, 11, 14]. Este ensaio é citado na ABNT NBR 5356-1 [5] como parte dos procedimentos de verificação.

2.14 Inspeção visual e verificações locais

A inspeção visual e verificações locais é uma técnica preditiva de manutenção de grande importância para a avaliação e o diagnóstico de transformadores de potência, que são cruciais para o fornecimento contínuo de energia no sistema elétrico [1, 9]. Esta abordagem, que é uma técnica não invasiva, complementa outras análises mais sofisticadas, permitindo identificar informações que poderiam passar despercebidas e, em muitos casos, prevenir a progressão de defeitos que levariam à retirada forçada do equipamento de serviço ou mesmo a uma falha total [1, 9]. Sua aplicação é fundamental para a gestão da manutenção, contribuindo para a eficiência energética e a otimização na gestão de ativos [1, 3].

Durante as inspeções visuais e verificações locais, diversos aspectos do transformador são cuidadosamente observados e classificados, abrangendo seis grupos principais [1].

O primeiro grupo foca nas condições físicas e mecânicas dos tanques e estruturas, onde o aspecto da pintura deve ser avaliado para garantir que esteja em boas condições e que não haja danos externos resultantes de manuseio ou transporte [1, 7]. A espessura e a aderência do revestimento anticorrosivo, por exemplo, são verificadas em ensaios de rotina para acessórios, indicando a importância da integridade da superfície [14].

Em segundo lugar, as buchas, componentes essenciais do sistema de isolamento e com alta taxa de falhas, são inspecionadas quanto à sua integridade e ao estado de seus terminais, verificando se os terminais para ensaio das buchas capacitivas estão devidamente aterrados [7].

O sistema de proteção e controle constitui o terceiro grupo, sendo verificado para assegurar seu funcionamento adequado, o que inclui a inspeção de acessórios como o secador de ar, o dispositivo de alívio de pressão e o indicador de nível de óleo, todos essenciais para a operação controlada do transformador [14].

O quarto grupo, o sistema de arrefecimento, é inspecionado visualmente para detectar se há anomalias graves nas guarnições e indicativos como de contaminação do óleo do comutador sob carga por umidade e sujeira, que podem, ao longo do tempo, causar disrupções dielétricas internas e consequências para o funcionamento do equipamento [7].

O óleo isolante e o sistema de vedação compõem o quinto grupo, no qual a presença de vazamentos deve ser verificada e, se identificados, providenciada sua supressão [7].

Por fim, os comutadores são incluídos nas inspeções para verificar sua condição e se há indícios de contaminação do óleo, uma vez que a degradação do óleo e a formação de carbono e partículas metálicas podem ocorrer no comutador sob carga [1, 2].

A inspeção visual pode ser realizada em campo e é parte integrante de procedimentos como o recebimento, o transporte com líquido isolante e os ensaios após a montagem do equipamento [7].

A integração da inspeção visual com outras técnicas preditivas, como a análise de gases dissolvidos, ensaios físico-químicos e termografia, permite um diagnóstico otimizado do transformador, oferecendo uma visão holística e integrada do estado do equipamento e de seus componentes. A eficácia dessas inspeções visuais é comprovada por estudos de caso e pesquisas de campo, destacando sua relevância para a confiabilidade e a redução de custos na manutenção [1].

3. Metodologia

A metodologia empregada para a realização deste Trabalho de Conclusão de Curso foi estruturada em etapas sequenciais, que permitiram a construção de um referencial teórico e o desenvolvimento dos resultados práticos. As fases do trabalho são detalhadas a seguir.

3.1 Revisão da Literatura

A primeira etapa consistiu em uma extensa revisão bibliográfica para consolidar o conhecimento sobre os transformadores de potência, seus princípios de funcionamento e, principalmente, as técnicas e procedimentos de manutenção. Foram consultadas fontes técnicas de referência, incluindo as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), com destaque para a série NBR 5356, que aborda desde as generalidades dos transformadores até os procedimentos para recebimento, instalação e manutenção. Além das normas nacionais, foram utilizados guias e publicações de entidades internacionais, como o Guia de Manutenção para Transformadores de Potência do CIGRÉ, e trabalhos acadêmicos de relevância, como teses e artigos científicos que aprofundam o diagnóstico e a avaliação de vida útil desses equipamentos.

3.2 Desenvolvimento de Fluxogramas de Manutenção

O núcleo deste trabalho foi o desenvolvimento de fluxogramas técnicos detalhados, com o objetivo de mapear de forma clara e sequencial os procedimentos de manutenção preventiva e corretiva realizados em um centro de manutenção de transformadores de potência. Para a criação dos fluxogramas, foram sintetizadas as informações da literatura técnica e consideradas as melhores práticas para a execução de ensaios diagnósticos. Para esta finalidade, foi utilizada a ferramenta Microsoft Visio, em sua versão para a Web. O escopo abrangeu o percurso completo de um transformador dentro do centro de manutenção, incluindo etapas como: o recebimento do equipamento, inspeções preliminares, a execução de ensaios elétricos de diagnóstico (como resistência de isolamento, fator de potência, relação de transformação e análise de gases dissolvidos) e os critérios para a liberação do equipamento para retorno à operação. A representação visual por meio de fluxogramas foi escolhida por sua eficácia em padronizar processos complexos e facilitar a compreensão por parte das equipes técnicas.

3.3 Apresentação de Propostas de Melhorias na Gestão de Manutenção

Como resultado da sistematização dos processos por meio dos fluxogramas, foi possível identificar oportunidades e propor melhorias para a gestão da manutenção de transformadores de potência. As propostas focam na otimização da rotina de reparos, como a padronização de procedimentos para reduzir a variabilidade e a ocorrência de erros, inspirado em trabalhos que visam a normatização de ensaios. Além disso, sugere-se a otimização da sequência de ensaios para evitar interferências entre eles, como a necessidade de desmagnetização do núcleo após a aplicação de corrente contínua no ensaio de resistência ôhmica, antes da

realização de ensaios em corrente alternada. A implementação dos fluxogramas como base para checklists de verificação também é uma proposta deste trabalho, visando assegurar que nenhuma etapa crítica seja omitida, fortalecendo a rastreabilidade e a qualidade das intervenções.

3.4 Análise dos Resultados e Conclusão

A fase final do trabalho compreende a análise dos resultados obtidos, que consistem nos fluxogramas desenvolvidos e nos conhecimentos consolidados a partir da análise teórica e dos estudos de caso. A análise verifica como a metodologia proposta atinge os objetivos de padronização, clareza e auxílio ao diagnóstico de falhas em transformadores. A conclusão sintetiza os achados, avaliando se a ferramenta desenvolvida (fluxogramas) cumpre sua função de orientar os procedimentos de manutenção em um centro de manutenção. Por fim, reforça-se a importância da manutenção estruturada para a confiabilidade dos transformadores e, conseqüentemente, do Sistema Elétrico de Potência, destacando a contribuição deste trabalho para a área de engenharia de manutenção.

4. Resultados

Os resultados deste trabalho são apresentados na forma de fluxogramas técnicos, desenvolvidos para ilustrar de maneira clara e sequencial as etapas dos procedimentos de manutenção em transformadores de potência, conforme realizados em um centro de manutenção. Estes fluxogramas, que constituem a principal contribuição prática deste estudo, foram elaborados com base na literatura técnica e normativa consolidada.

A apresentação inicia-se com um fluxograma geral que mapeia o percurso completo do equipamento, desde sua chegada e diagnóstico inicial até sua liberação. Em seguida, são detalhadas as macroetapas fundamentais, como a fase de inspeção visual da parte externa, o processo de análise de óleo, ensaios elétricos e testes funcionais. O objetivo é fornecer uma ferramenta visual padronizada que auxilie na gestão das atividades, no treinamento de equipes e na garantia da qualidade e rastreabilidade das intervenções de manutenção.

4.1 Fluxogramas

A Figura 4 se trata de um fluxograma mais geral contendo os primeiros passos a partir da entrada do transformador no centro de manutenção contendo ensaios elétricos, análise de óleo, inspeção visual da parte externa e testes funcionais dos equipamentos e acessórios.

A Figura 5 detalha os processos e decisões da etapa de ensaios elétricos, a Figura 6 detalha os processos da análise de óleo, a Figura 7 detalha a inspeção visual da parte externa e a Figura 8 detalha os processos dos testes funcionais dos equipamentos e acessórios.

Para uma melhor visualização dos fluxogramas está disponível abaixo o link para abrir todos os respectivos arquivos no Visio em sua versão para a web:

https://etvo-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/iury_alves_oliveira_etvo_onmicrosoft_com/ERTzp_eELjRPsWAJMjDhySQByW2Mby6mej_vpL4haaeBnA?rtime=BitidT263Ug

Figura 4 – Entrada do transformador no centro de manutenção

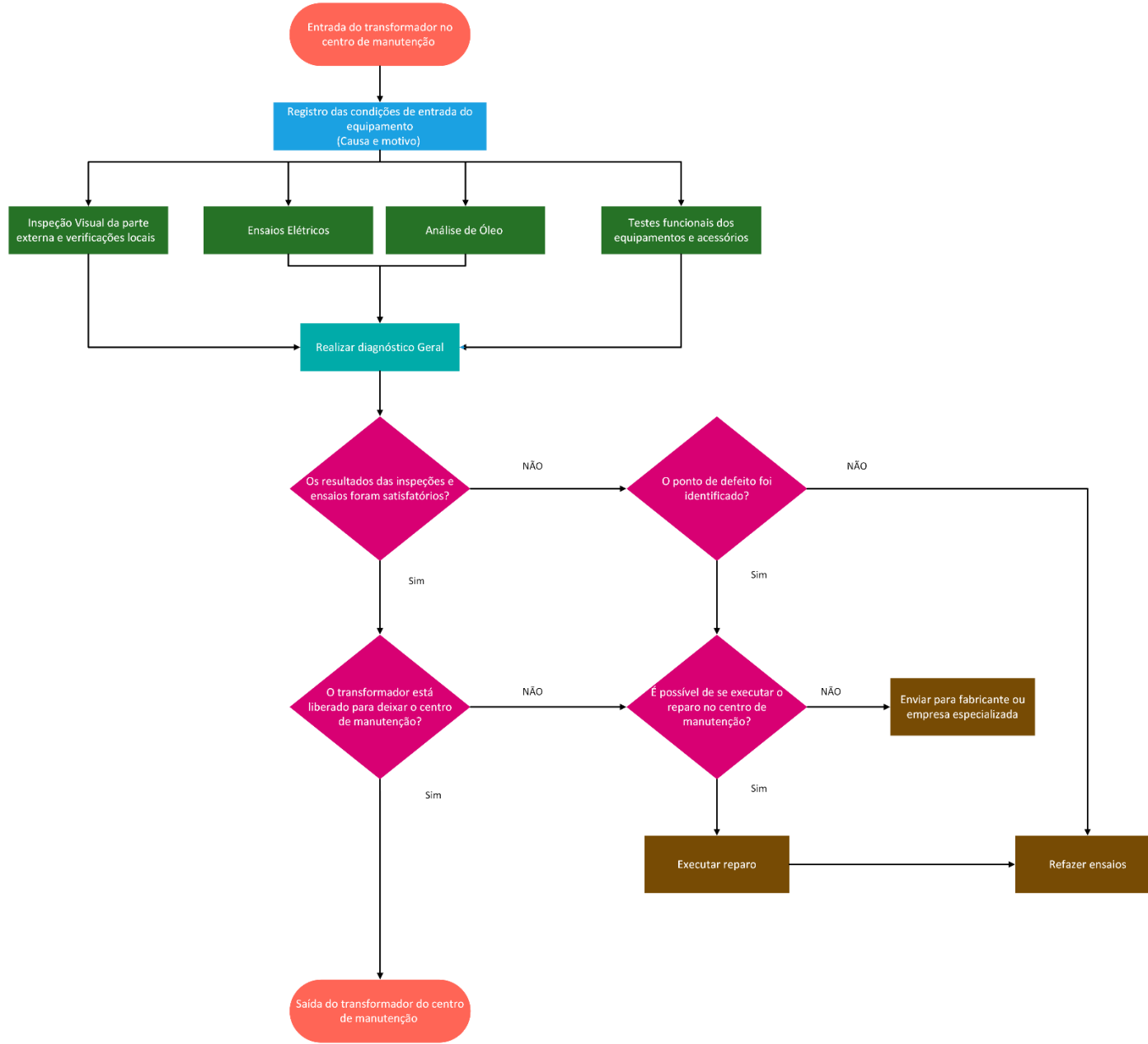
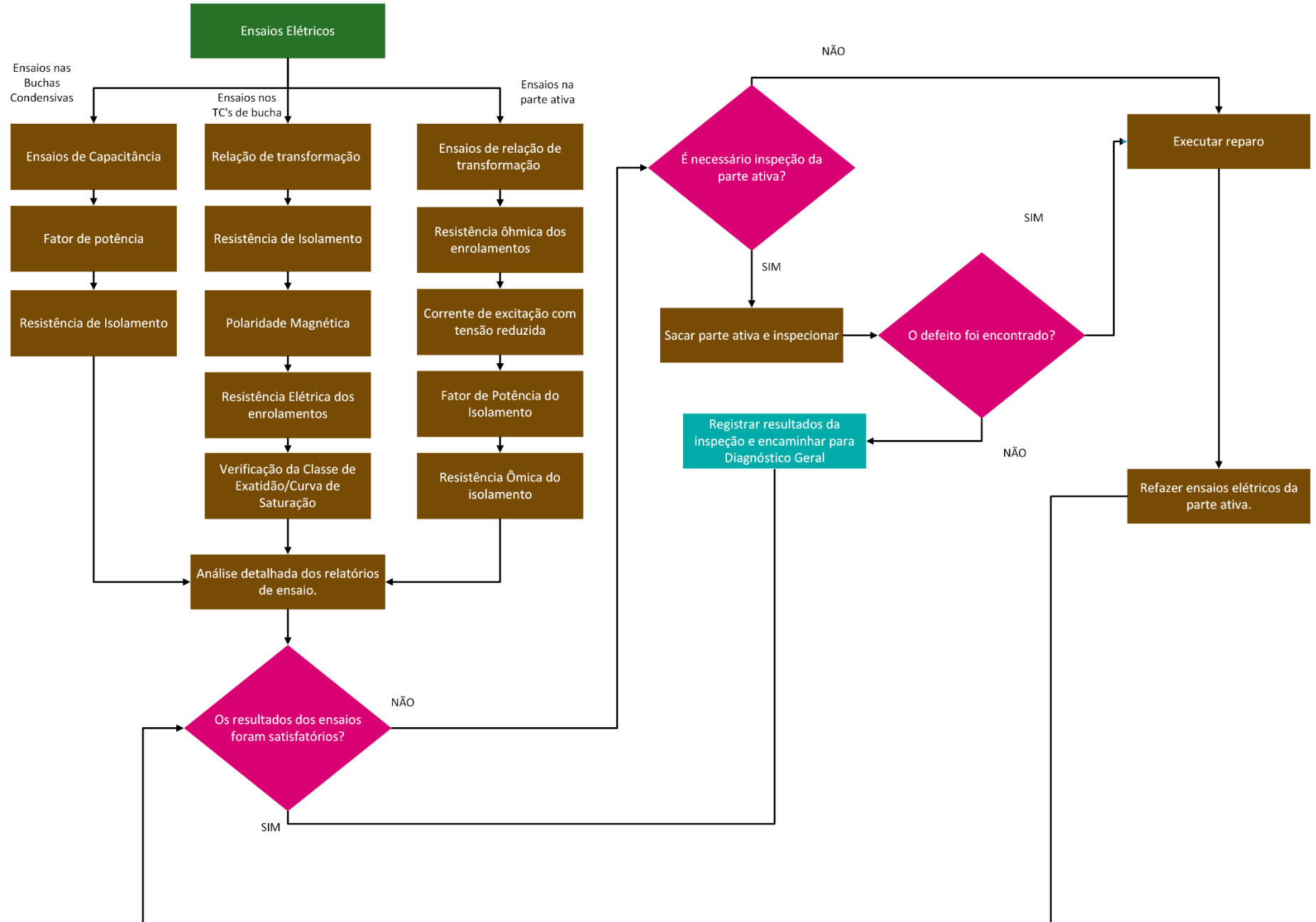
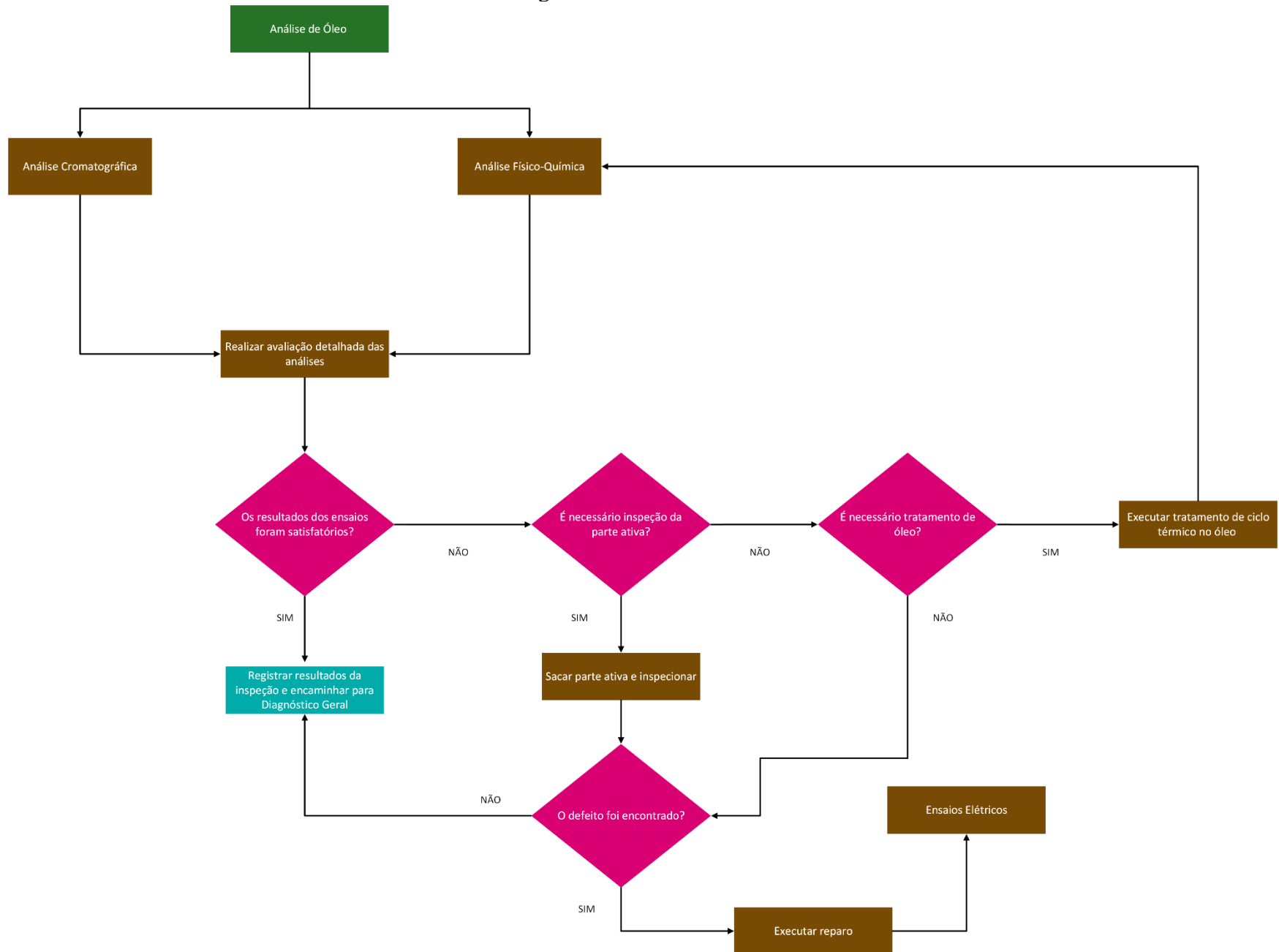


Figura 5 – Ensaio elétrico



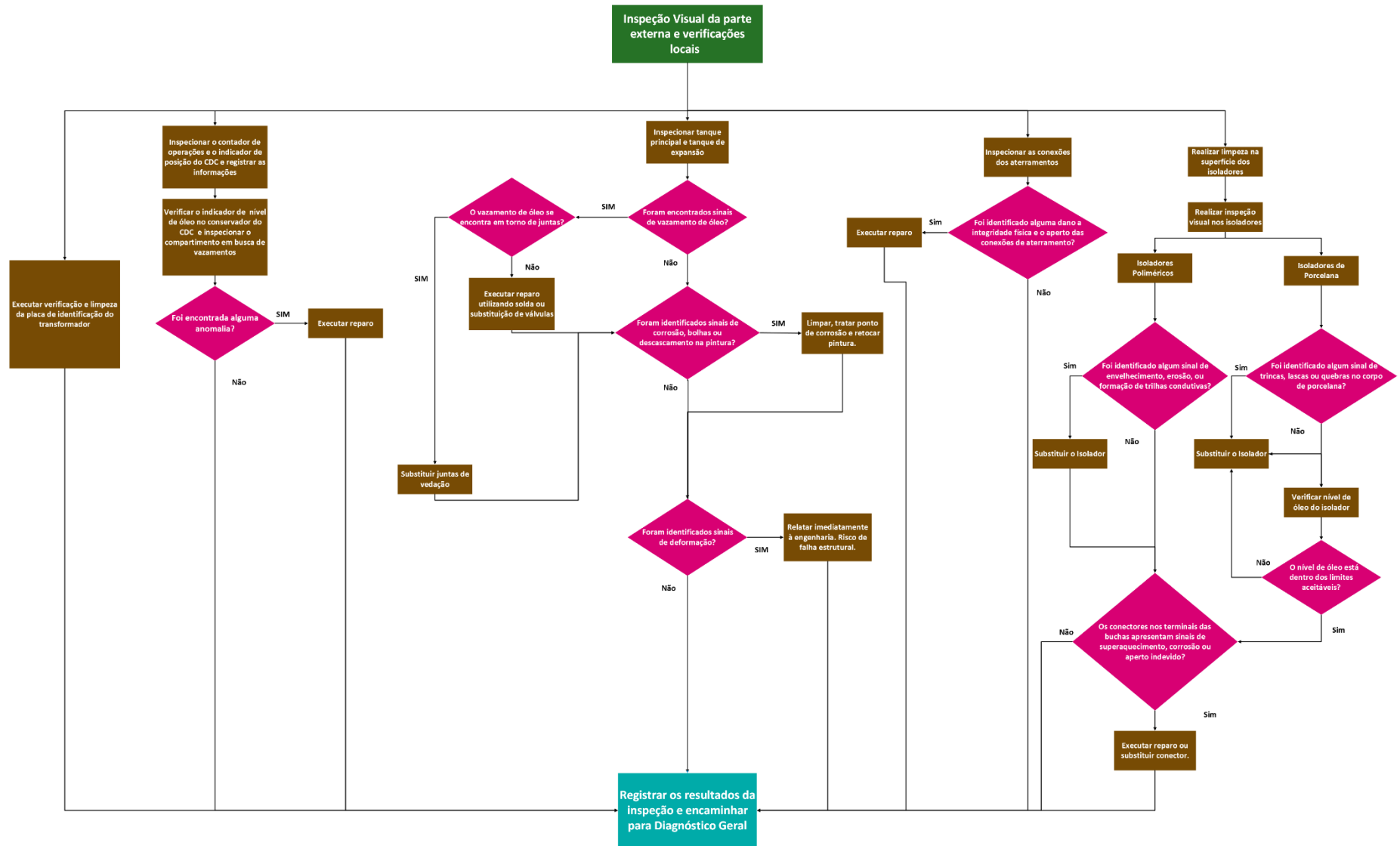
Fonte: Próprios Autores (2025)

Figura 6 – Análise de óleo



Fonte: Próprios Autores (2025)

Figura 7 – Inspeção visual da parte externa (Parte 1)



Fonte: Próprios Autores (2025)

Figura 8 – Inspeção visual da parte externa (Parte 2)

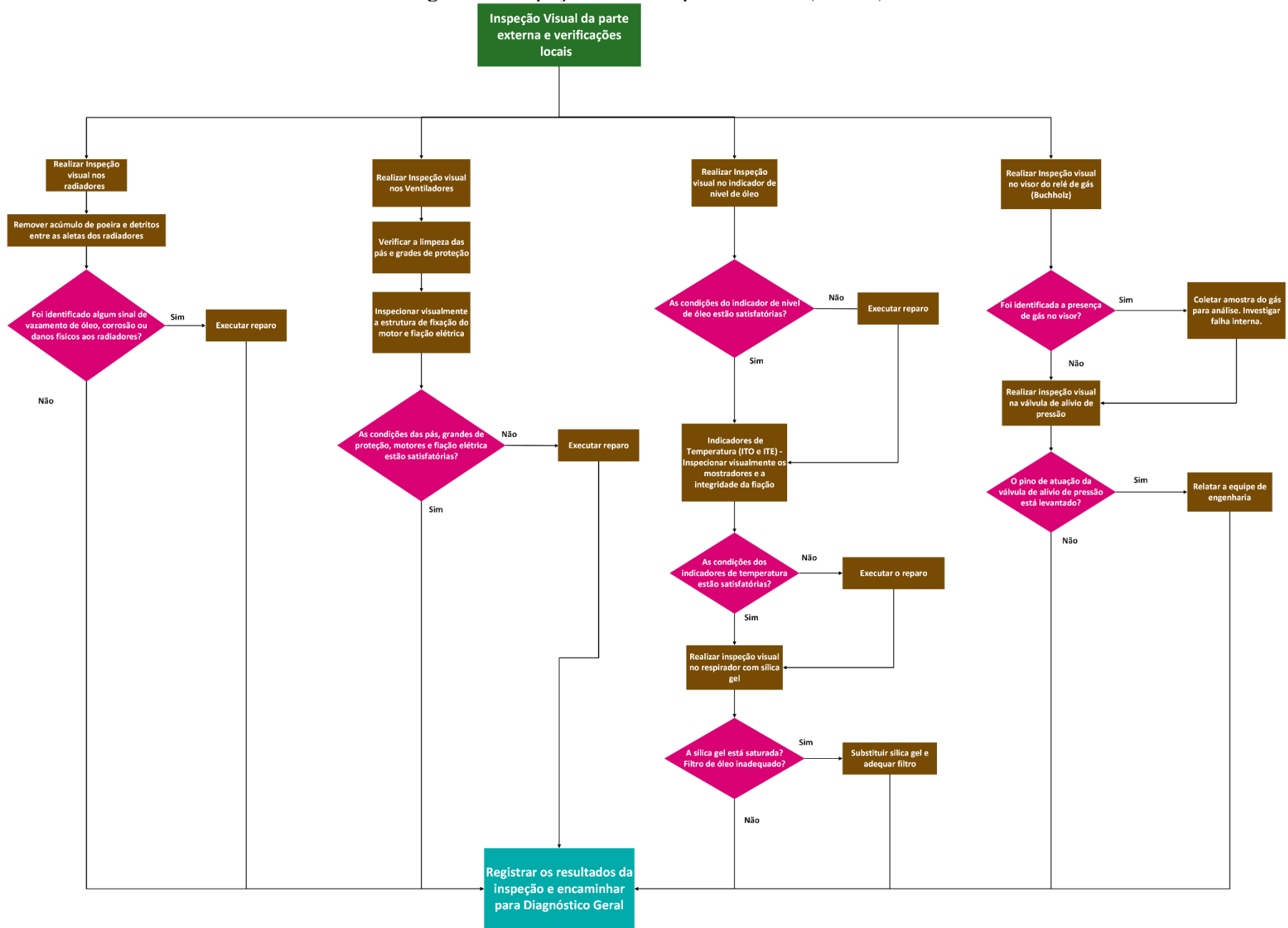
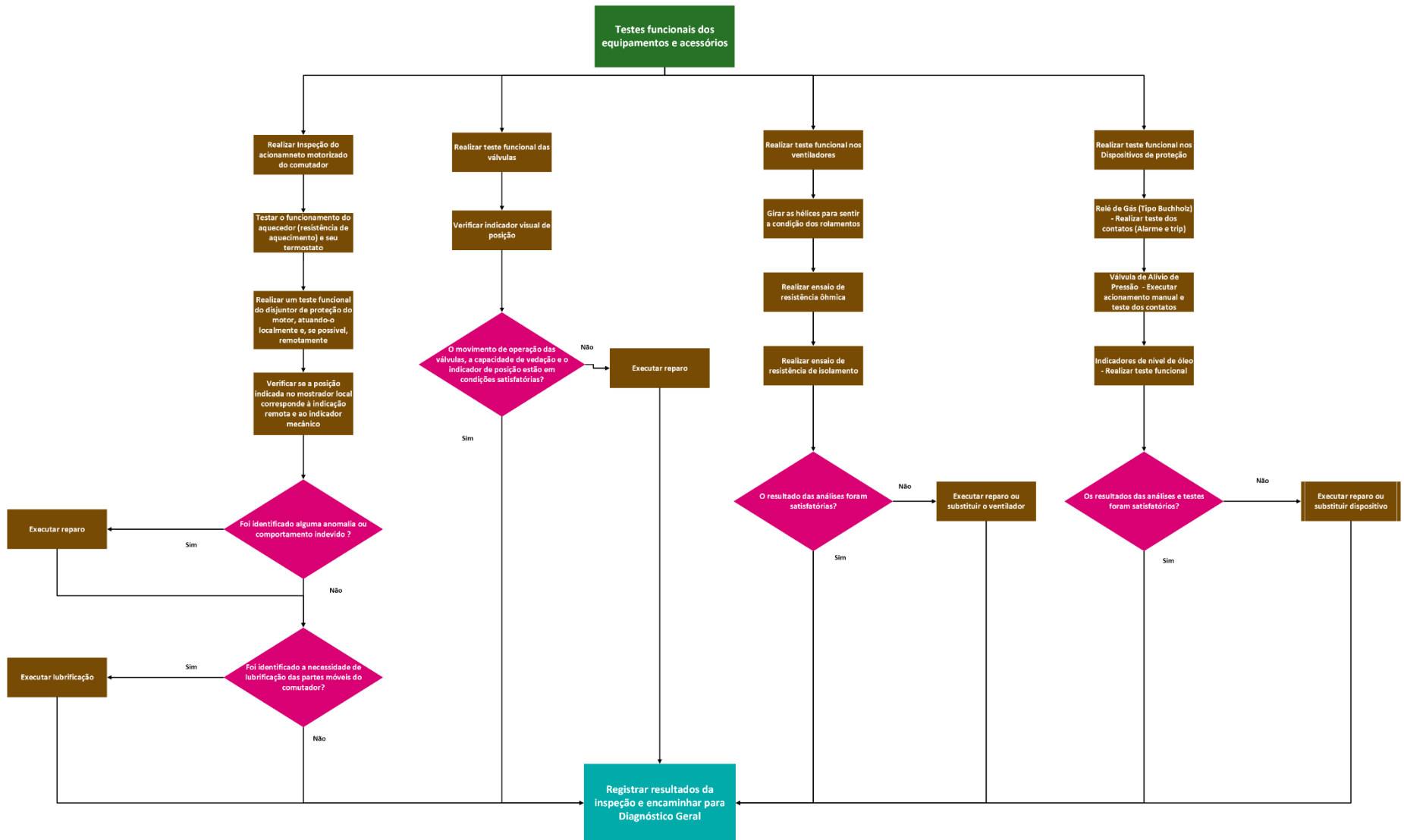


Figura 9 – Testes funcionais dos equipamentos e acessórios



Fonte: Próprios Autores (2025)

4.2 Estudo de Caso

Com o objetivo de validar a aplicabilidade dos fluxogramas desenvolvidos em uma situação real, foi conduzido um estudo de caso envolvendo a análise de manutenção de um transformador no centro de manutenção de uma concessionária de energia elétrica.

O transformador em questão foi fabricado em 1993 pela empresa TRAF0, totalizando 32 anos de operação. Possui tensão no lado de alta tensão (AT) de 34,5 kV, no lado de baixa tensão (BT) de 13,8 kV, e potência de 3,75/4,2 MVA. O equipamento foi retirado preventivamente de operação devido aos resultados das análises do óleo isolante, conforme estabelecido no plano de manutenção da concessionária.

As análises do óleo indicaram um aumento progressivo e atípico na concentração de gases combustíveis dissolvidos, o que, segundo a literatura técnica, sugere falhas de natureza elétrica. Pela classificação do guia [15], o gás chave indica a presença de descargas parciais. De forma complementar, a interpretação pelo Triângulo de Duval (conforme a norma [16]) também apontou para descargas parciais associadas a possíveis falhas térmicas. Esse tipo de defeito é considerado crítico, pois pode comprometer a integridade do equipamento, levando a falhas catastróficas, incluindo a possibilidade de explosão.

Diante da gravidade do diagnóstico, recomendou-se a imediata retirada do transformador de operação, sendo o mesmo encaminhado ao centro de manutenção para inspeções complementares.

No centro de manutenção, foram executadas as inspeções visuais previstas no fluxograma. Durante esse processo, observou-se a presença de marejamento de óleo nas juntas e sílica gel com sinais evidentes de saturação. A sílica gel foi substituída, e os registros das anomalias visuais foram incorporados ao diagnóstico geral do equipamento, bem como os resultados das análises de óleo que já apresentam uma necessidade de inspeção da parte ativa. Em seguida, iniciaram-se os ensaios elétricos para continuidade da avaliação técnica.

4.2.1 Análise dos Ensaio Elétricos

Para o início do diagnóstico, foi realizado o ensaio de relação de transformação (RT), utilizando-se o equipamento TTR (*Transformer Turns Ratio*) da fabricante MEGGER. O transformador encontrava-se sem óleo — previamente drenado para fins de transporte —, porém ainda com as buchas instaladas. O comutador de derivação sem tensão (CDST) do equipamento possui sete posições (taps), e o ensaio foi realizado em todas elas.

Durante os testes, as condições ambientais registradas foram: temperatura ambiente de 26,4 °C, temperatura do transformador de 25,9 °C e umidade relativa do ar de 70,2%. A conexão do transformador é trifásica, com ligação em delta no lado de alta tensão (AT) e em estrela no lado de baixa tensão (BT).

Inicialmente, foram calculadas as relações de transformação teóricas para cada uma das derivações, conforme apresentado na Tabela 1. Em seguida, foram realizadas as medições práticas, cujos resultados estão organizados na Tabela 2.

Tabela 1 – Tensões nominais dos TAPS

AT / BT	TENSÕES NOMINAIS DOS TAPS (PLACA)		Relação Transf. Teórica
	TAP CDST	AT (V)	
1	36225	13800	4,5466
2	35362	13800	4,4383
3	34500	13800	4,3301
4	33637	13800	4,2218
5	32775	13800	4,1136
6	31912	13800	4,0053
7	31050	13800	3,8971

Fonte: Próprios Autores (2025)

Tabela 2 – Relações de medidas e erros percentuais do ensaio de relação de transformação

RELAÇÕES DE MEDIDAS E ERROS PERCENTUAIS					
H1-H3 / X1-X0	Erro (%)	H2-H1 / X2-X0	Erro (%)	H3-H2 / X3-X0	Erro (%)
4,545	-0,04%	4,546	-0,02%	4,545	-0,04%
4,437	-0,04%	4,438	-0,02%	4,436	-0,05%
4,328	-0,05%	4,329	-0,02%	4,328	-0,05%
4,232	0,23%	4,233	0,26%	4,219	-0,06%
4,123	0,23%	4,124	0,26%	4,111	-0,06%
4,003	-0,07%	4,004	-0,04%	4,003	-0,07%
3,894	-0,07%	3,895	-0,05%	3,894	-0,08%

Fonte: Próprios Autores (2025)

Segundo os critérios técnicos [5], a variação admissível para a relação de transformação é de $\pm 0,5\%$ em qualquer tap. A análise dos resultados obtidos confirma que todas as medições se encontram dentro dessa faixa de tolerância, indicando que o ensaio apresentou resultados satisfatórios.

Na sequência, foi realizado o ensaio de resistência ôhmica de enrolamento utilizando-se o equipamento MTO330 da fabricante MEGGER. As condições ambientais durante a execução do ensaio foram: temperatura ambiente de 28,4 °C, temperatura do transformador de 27,2 °C e umidade relativa do ar de 64,0%.

O ensaio foi conduzido individualmente em cada uma das sete derivações do lado de alta tensão (AT) e na única derivação do lado de baixa tensão (BT). As Tabelas 3 e 4 apresentam as medições realizadas, incluindo os valores de resistência corrigidos para a temperatura de referência de 75 °C, bem como os cálculos das variações percentuais entre os taps.

Tabela 3 – Medições do lado de alta tensão (AT) do ensaio de resistência ôhmica de enrolamento

AT	H1-H3				H2-H1				H3-H2				Diferença (%) entre Fases
	Temp. Ensaio (°C)	Resistências			Temp. Ensaio (°C)	Resistências (mΩ)			Temp. Ensaio (°C)	Resistências (mΩ)			
TAP CDST		Medida	Corrig. 75 °C	Dif. Taps		Medida	Corrig. 75 °C	Dif. Taps		Medida	Corrig. 75 °C	Dif. Taps	
1	28,4	1041	1225,521		28,4	1047	1232,585		28,4	1036	1219,635		0,58%
2	28,4	993,1	1169,131	-56,3905	28,4	1007,1	1185,612	-46,9724	28,4	1002,9	1180,668	-38,9671	-0,98%
3	28,4	959,6	1129,693	-39,438	28,4	969,7	1141,583	-44,0293	28,4	971,9	1144,173	-36,4949	-1,04%
4	28,4	955,7	1125,101	-4,5913	28,4	957,1	1126,75	-14,8334	28,4	966,5	1137,816	-6,3572	0,98%
5	28,4	944,3	1111,681	-13,4207	28,4	941	1107,796	-18,9538	28,4	940,8	1107,56	-30,2554	0,35%
6	28,4	916,9	1079,424	-32,2568	28,4	929,5	1094,257	-13,5384	28,4	913,9	1075,892	-31,6681	1,37%
7	28,4	882,4	1038,809	-40,6153	28,4	888	1045,401	-48,856	28,4	877,5	1033,04	-42,852	0,63%

Fonte: Próprios Autores (2025)

Tabela 4 – Medições do lado de baixa tensão (BT) do ensaio de resistência ôhmica de enrolamento

BT	X1-X0			X2-X0			X3-X0			Diferença (%) entre Fases
	Temp. Ensaio (°C)	Resistências		Temp. Ensaio (°C)	Resistências (Ω)		Temp. Ensaio (°C)	Resistências (Ω)		
TAP CDST		Medida	Corrig. 75 °C		Medida	Corrig. 75 °C		Medida	Corrig. 75 °C	
1	28,7	59,71	70,2137	28,7	60,89	71,6013	28,7	59,98	70,5312	1,52%
2										
3										

Fonte: Próprios Autores (2025)

Os resultados obtidos foram considerados satisfatórios. Em se tratando das medidas de resistência elétrica dos enrolamentos, tem-se, como prática, comparar os resultados entre diferentes fases de um mesmo equipamento para cada derivação, tomando-se o cuidado de referenciar as medições a uma mesma temperatura [1]. Essa prática foi devidamente adotada na análise do presente ensaio, conforme indicado nas figuras correspondentes.

A norma [7] estabelece uma tolerância de $\pm 5,0\%$ para medições realizadas após a montagem em campo, desde que comparadas aos valores de fábrica e corrigidas para a temperatura de referência. A mesma norma também recomenda investigação quando forem observadas diferenças superiores a 5% entre medições comparáveis. Além disso, admite-se a análise por desvio médio quando todas as medições apresentam variação sistemática.

Na etapa seguinte, foi realizado o ensaio de corrente de excitação com tensão reduzida, com o objetivo de avaliar as características magnéticas do núcleo do transformador e verificar a integridade de seus enrolamentos. O equipamento utilizado foi o MIDAS MICRO 2883, da fabricante TETTEX.

Durante a execução do ensaio, as condições ambientais registradas foram: temperatura ambiente de 30,7 °C, temperatura do transformador de 30,1 °C e umidade relativa do ar de 54,8%. Os resultados obtidos estão apresentados nas Tabelas 5 e 6, correspondendo, respectivamente, às medições realizadas no lado de alta tensão (AT) e no lado de baixa tensão (BT).

Tabela 6 – Medições do lado de alta tensão (AT) do ensaio de corrente de excitação

AT TAP CDST	H1-H3				H2-H1				H3-H2				Comparações entre Fases	
	V (kV)	I (mA)	ΔI (mA)	alertas	V (kV)	I (mA)	ΔI (mA)	alertas	V (kV)	I (mA)	ΔI (mA)	alertas	Central	Lateral
1	2,5	8			2,5	2,64			2,5	8,1			33,00%	101,25%
2	2,5	8,4	0,4		2,5	2,76	0,12		2,5	8,5	0,4		32,86%	101,19%
3	2,5	8,8	0,4		2,5	2,9	0,14		2,5	8,9	0,4		32,95%	101,14%
4	2,5	9,2	0,4		2,5	2,95	0,05		2,5	9,3	0,4		32,07%	101,09%
5	2,5	9,7	0,5		2,5	3,09	0,14		2,5	9,8	0,5		31,86%	101,03%
6	2,5	10,2	0,5		2,5	3,28	0,19		2,5	10,2	0,4		32,16%	100,00%
7	2,5	10,7	0,5		2,5	3,47	0,19		2,5	10,7	0,5		32,43%	100,00%

Fonte: Próprios Autores (2025)

Tabela 7 – Medições do lado de baixa tensão (BT) do ensaio de corrente de excitação

BT TAP CDST	X1-X0		X2-X0		X3-X0		Comparações entre Fases	
	V (kV)	I (mA)	V (kV)	I (mA)	V (kV)	I (mA)	Central	Lateral
1	1,0	73,0	1,0	51,0	1,0	73,0	69,86%	100,00%
2								
3								

Fonte: Próprios Autores (2025)

Segundo a referência [1], é comum a observação de diferenças nas relutâncias entre as colunas do núcleo magnético. As colunas localizadas nas extremidades apresentam maior relutância que a coluna central, devido ao maior percurso médio que os fluxos magnéticos precisam percorrer, o que acarreta um aumento da corrente de excitação necessária para a magnetização dessas colunas.

Ainda conforme [1], o tipo de ligação dos enrolamentos exerce influência nos resultados do parâmetro I_{ec} (corrente de excitação da fase central em relação à menor corrente lateral, expressa em percentual), sendo este mais significativo do que sobre o parâmetro I_{el} (maior corrente lateral em relação à menor corrente lateral). Tal distinção justifica a adoção de faixas de avaliação distintas para transformadores com ligações em delta ou estrela.

Os critérios sistematizados para a interpretação dos valores de $I_{e,c}$ e $I_{e,l}$ estão apresentados nas Tabelas 8 e 9, respectivamente, sendo utilizados como referência para análise dos resultados obtidos neste ensaio.

Tabela 8 – Critérios utilizados para $I_{e,c}$ em função da ligação dos enrolamentos

Conceito	Delta	Estrela
A (Excelente)	$25,0\% \leq I_{e,c} \leq 60,0\%$	$40,0\% \leq I_{e,c} \leq 80,0\%$
B (Bom)	$60,0\% < I_{e,c} \leq 85,0\%$	$80,0\% < I_{e,c} \leq 85,0\%$
C (Marginal)	$85,0\% < I_{e,c} \leq 90,0\%$	$85,0\% < I_{e,c} \leq 90,0\%$
D (Ruim)	$90,0\% < I_{e,c} \leq 95,0\%$	$90,0\% < I_{e,c} \leq 95,0\%$
E (Péssimo)	$I_{e,c} > 95,0\%$	$I_{e,c} > 95,0\%$

Fonte: [1]

Tabela 9 – Critérios utilizados para $I_{e,l}$ em função da ligação dos enrolamentos

Conceito	$I_{e,l}$
A (Excelente)	$I_{e,l} \leq 103,1\%$
B (Bom)	$103,1\% < I_{e,l} \leq 111,1\%$
C (Marginal)	$111,1\% < I_{e,l} \leq 117,6\%$
D (Ruim)	$117,6\% < I_{e,l} \leq 142,9\%$
E (Péssimo)	$I_{e,l} > 142,9\%$

Fonte: [1]

Com base na comparação entre os resultados obtidos nos ensaios de corrente de excitação e os critérios estabelecidos nas Tabelas 8 e 9, conclui-se que os valores medidos se encontram dentro dos limites aceitáveis. Portanto, os resultados do ensaio podem ser considerados satisfatórios.

Prosseguindo com a sequência de ensaios, foi realizado o teste de fator de potência do isolamento (FP), utilizando o equipamento MIDAS MICRO 2833, da fabricante TETTEX. A tensão de ensaio aplicada foi de 5 kV.

Durante a realização do teste, registraram-se as seguintes condições ambientais: temperatura ambiente de 31,8 °C, temperatura do transformador de 28,0 °C e umidade relativa do ar de 21,0%. Conforme apresentado em [1], as análises estatísticas para o ensaio de fator de potência consideram as seguintes associações entre enrolamentos e terra:

- AT/(BT+T): alta tensão em relação ao enrolamento de baixa tensão e à terra, conjuntamente;
- AT/T: alta tensão em relação à terra;
- BT/(AT+T): baixa tensão em relação ao enrolamento de alta tensão e à terra, conjuntamente;
- BT/T: baixa tensão em relação à terra.

Os resultados obtidos foram corrigidos para a temperatura de referência de 20 °C, conforme prática recomendada, e encontram-se apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Medições do ensaio do fator de potência e do fator de dissipação

NÚM. ENS.	CONEXÕES DOS ENROLAMENTOS			TIPO DO ENSAIO	GRANDEZA MEDIDA	V (kV)	COMP. APARENTE (mVA)	COMP. ATIVA (mW)	COMP. REATIVA (mVAr)	FATOR DE POTÊNCIA (%)		FATOR DE DISSIPACÃO (%)		CAPAC. (nF)
	HV	LV	T							Medido	20 °C	Medido	20 °C	
	1	AT	BT							(T)	GR, GST gA	CA + CAB	5	
2	AT	BT	(T)	GU, GST g(A+B)	CA	5	10500	280	10500	2,6667	2,231	2,6667	2,231	1,1168
3	BT	AT	(T)	GR, GST gA	CB + CBA	5	24200	1029	24100	4,2521	3,557	4,2697	3,572	2,5627
4	BT	AT	(T)	GU, GST g(A+B)	CB	5	25200	1045	25200	4,1468	3,469	4,1468	3,469	6,4796
				ENSAIO 1 menos ENSAIO 2			13600	729	13600	5,3603	4,484	5,3603	4,484	
Valores Calculados				ENSAIO 3 menos ENSAIO 4			-1000	-16	-1100	1,6	1,339	1,4545	1,217	

Fonte: Próprios Autores (2025)

Conforme estabelecido em [1], os critérios para avaliação do fator de potência do isolamento (FP) variam em função da idade do transformador, conforme apresentado na Tabela 11, que foi adotada como referência para análise dos resultados obtidos neste ensaio.

Tabela 11 – Classificação do fator de potência (FP) em função do tempo

Conceito	Idade ≤ 5 anos	5 anos < idade ≤ 10 anos	Idade > 10 anos
A (Excelente)	$FP \leq 0,50\%$	$FP \leq 0,56\%$	$FP \leq 0,62\%$
B (Bom)	$0,50\% < FP \leq 0,70\%$	$0,56\% < FP \leq 0,85\%$	$0,62\% < FP \leq 1,00\%$
C (Marginal)	$0,70\% < FP \leq 1,00\%$	$0,85\% < FP \leq 1,25\%$	$1,00\% < FP \leq 1,50\%$
D (Ruim)	$1,00\% < FP \leq 2,00\%$	$1,25\% < FP \leq 2,50\%$	$1,50\% < FP \leq 3,00\%$
E (Péssimo)	$FP > 2,00\%$	$FP > 2,50\%$	$FP > 3,00\%$

Fonte: Próprios Autores (2025)

Dessa forma, os resultados desses ensaios foram classificados como insatisfatórios, uma vez que os valores do fator de potência do isolamento enquadraram-se no nível E (Péssimo). Os dados obtidos foram devidamente registrados e encaminhados para a análise global do diagnóstico do equipamento.

Por fim, foi realizado o ensaio de resistência de isolamento com o equipamento MIT525, da fabricante MEGGER. Durante a execução do teste, as condições ambientais observadas foram: temperatura ambiente de 31,5 °C, temperatura do transformador de 26 °C e umidade relativa do ar de 50%.

Conforme descrito em [1], a análise dos resultados de resistência de isolamento pode ser feita com base na idade do transformador, sendo a média das resistências equivalentes dos lados de alta e baixa tensão referenciada como R_{mp} . Os critérios de avaliação desse parâmetro estão apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Critérios de classificação da resistência média de isolamento em função da idade

Conceito	idade ≤ 10 anos	10 anos < idade ≤ 20 anos	idade > 20 anos
A (Excelente)	$R_{mp} \geq 20.871 \text{ M}\Omega$	$R_{mp} \geq 10.043 \text{ M}\Omega$	$R_{mp} \geq 6.617 \text{ M}\Omega$
B (Bom)	$10.056 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} < 20.871 \text{ M}\Omega$	$6.179 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} < 10.043 \text{ M}\Omega$	$3.369 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} < 6.617 \text{ M}\Omega$
C (Marginal)	$7.567 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} < 10.056 \text{ M}\Omega$	$4.337 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} < 6.179 \text{ M}\Omega$	$2.486 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} < 3.369 \text{ M}\Omega$
D (Ruim)	$2.685 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} < 7.567 \text{ M}\Omega$	$1.659 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} < 4.337 \text{ M}\Omega$	$1.025 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} < 2.486 \text{ M}\Omega$
E (Péssimo)	$R_{mp} < 2.685 \text{ M}\Omega$	$R_{mp} < 1.659 \text{ M}\Omega$	$R_{mp} < 1.025 \text{ M}\Omega$

Fonte: [1]

Adicionalmente, a Tabela 13 apresenta as medições realizadas com aplicação de 1 kV, permitindo a avaliação preliminar da resistência de isolamento.

Tabela 13 – Medições de resistência de isolamento do núcleo e armadura

Medição de Resistência de Isolamento Entre	V (kV)	TEMPO (min)	RESISTÊNCIA (MΩ)	T. TRANSF (°C)	RESISTÊNCIA A 20°C (MΩ)
Núcleo e Terra	1	1	0	27	0
Núcleo e Armadura	1	1	6	27	9
Armadura e Terra	1	1	4	27	7

Fonte: Próprios Autores (2025)

Ainda segundo [1], os índices de polarização (IP) e de absorção (IA) também são parâmetros importantes para avaliação do sistema isolante, e devem ser interpretados conforme a faixa etária do equipamento. Esses índices foram calculados a partir das curvas de resistência em função do tempo, obtidas com a aplicação de 10 kV. Os critérios de classificação do IP e do IA em função da idade encontram-se representados nas Tabela 14 e 15, respectivamente.

Tabela 14 – Critérios de classificação do índice de polarização (IP) em função da idade do transformador

Conceito	Idade \leq 5 anos	5 anos < idade \leq 10 anos	Idade > 10 anos
A (Excelente)	$IP \geq 3,070$	$IP \geq 2,045$	$IP \geq 1,850$
B (Bom)	$2,333 \leq IP < 3,070$	$1,667 \leq IP < 2,045$	$1,500 \leq IP < 1,850$
C (Marginal)	$1,720 \leq IP < 2,333$	$1,400 \leq IP < 1,667$	$1,286 \leq IP < 1,500$
D (Ruim)	$1,294 \leq IP < 1,720$	$1,201 \leq IP < 1,400$	$1,151 \leq IP < 1,286$
E (Péssimo)	$IP < 1,294$	$IP < 1,201$	$IP < 1,151$

Fonte: [1]

Tabela 15 – Critérios de classificação do índice de absorção (IA) em função da idade do transformador

Conceito	idade \leq 5 anos	5 < idade \leq 10 anos	idade > 10 anos
A (Excelente)	$IA \geq 1,600$	$IA \geq 1,520$	$IA \geq 1,440$
B (Bom)	$1,350 \leq IA < 1,600$	$1,520 \leq IA < 1,283$	$1,215 \leq IA < 1,440$
C (Marginal)	$1,250 \leq IA < 1,350$	$1,188 \leq IA < 1,283$	$1,125 \leq IA < 1,215$
D (Ruim)	$1,100 \leq IA < 1,250$	$1,045 \leq IA < 1,188$	$1,000 \leq IA < 1,125$
E (Péssimo)	$IA < 1,100$	$IA < 1,045$	$IA < 1,000$

Fonte: [1]

As curvas de resistência ao longo do tempo e os cálculos de IP e IA estão representados Tabela 16. Considerando os critérios estabelecidos para transformadores com mais de 10 anos de operação, observou-se que:

- Os valores de IP, nos três ensaios, situam-se entre as faixas classificadas como marginal e bom;
- Os valores de IA estão integralmente dentro da faixa classificada como bom.

Diante dos resultados obtidos, conclui-se que os ensaios de resistência de isolamento, bem como os respectivos cálculos dos índices de polarização (IP) e de absorção (IA), apresentaram comportamento satisfatório, de acordo com os critérios estabelecidos para transformadores com mais de 10 anos de operação. No entanto, as medições de resistência entre o núcleo e a terra evidenciaram a ocorrência de uma anomalia, cuja natureza demanda investigação complementar. Tal anomalia foi devidamente registrada e direcionada à etapa de análise global para subsidiar o diagnóstico final do equipamento.

Tabela 16 – Medições de resistência do isolamento dos enrolamentos

NÚM. ENS.	CONEXÕES DOS ENSAIOS			V (kV)	RESISTÊNCIA DO ISOLAMENTO (MΩ) X TEMPO DE ENSAIO (min)										I fuga (nA)	ÍNDICES			
	Linha	Terra	Guarda		0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	9		10	IA	IP	DD (ms)
1	AT	T	BT	10	61.200	80.400	94.300	100.000	103.000	105.100	106.700	108.000	109.100	110.000	110.800	83,13	1,31	1,38	
	Corrigidas a 20°C				91.571	120.299	141.097	149.625	154.114	157.256	159.650	161.595	163.241	164.588	165.785				
2	AT	BT	T	10	5.200	6.640	8.200	8.650	9.100	9.650	9.840	10.000	10.050	10.140	10.240	1006,53	1,28	1,54	
	Corrigidas a 20°C				7.781	9.935	12.269	12.943	13.616	14.439	14.723	14.963	15.037	15.172	15.322				
3	BT	T	AT	10	8.220	10.190	11.920	12.803	13.403	13.850	14.150	14.390	14.650	14.820	14.970	655,87	1,24	1,47	
	Corrigidas a 20°C				12.299	15.247	17.835	19.157	20.054	20.723	21.172	21.531	21.920	22.174	22.399				

Fonte: Próprios Autores (2025)

Os demais ensaios elétricos realizados nas buchas condensivas e nos transformadores de corrente das buchas apresentaram resultados satisfatórios, sendo registrados para posterior diagnóstico geral. Seguindo o fluxograma, visto que as análises de óleo determinaram uma falha crítica, foi necessário remover a parte ativa do transformador e inspecioná-la. Aproveitando a retirada da parte ativa, como foram identificados sinais de marejamento de óleo foram substituídas todas as juntas de vedação do transformador conforme mostrado na Figura 10.

Figura 10 – Troca das juntas de vedação



Fonte: Próprios Autores (2025)

Realizou-se a inspeção visual minuciosa da parte ativa. Durante a inspeção, foram constatadas duas avarias principais: defeitos nos contatos do comutador de derivações, que apresentavam sinais de desgaste e

sobreaquecimento, e a carbonização localizada do papel kraft que reveste os condutores em uma das bobinas. O escurecimento e a fragilidade do papel confirmaram a ocorrência de um ponto quente, evento que justifica a geração dos gases combustíveis detectados na análise cromatográfica inicial e os resultados insatisfatórios dos ensaios de fator de potência do isolamento. Com os defeitos devidamente identificados, a equipe de manutenção pôde prosseguir com o reparo direcionado dos componentes afetados antes de iniciar a etapa de montagem e ensaios finais.

As Figuras 11 a 15 são do transformador de potência do estudo analisado.

Figura 11 – Parte ativa do transformador de potência, visão frontal



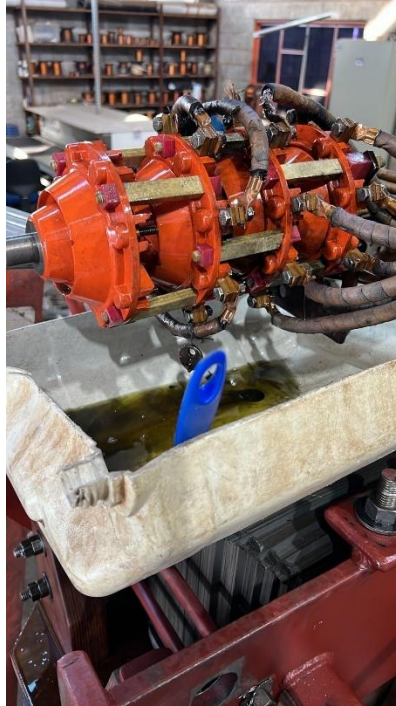
Fonte: Próprios Autores (2025)

Figura 12 – Parte ativa do transformador de potência, visão lateral



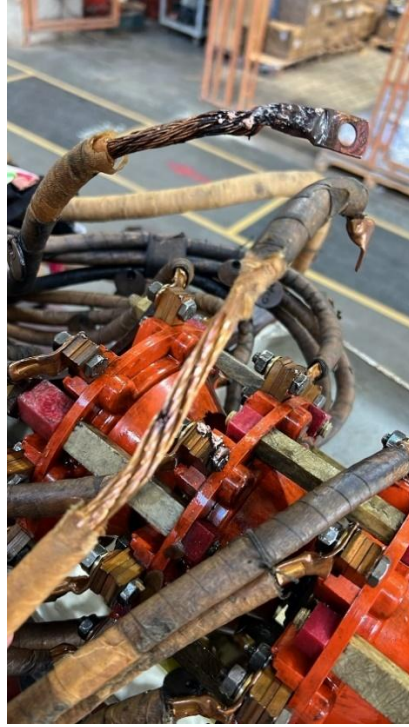
Fonte: Próprios Autores (2025)

Figura 13 – Comutador de derivação sem tensão (CDST) com defeito



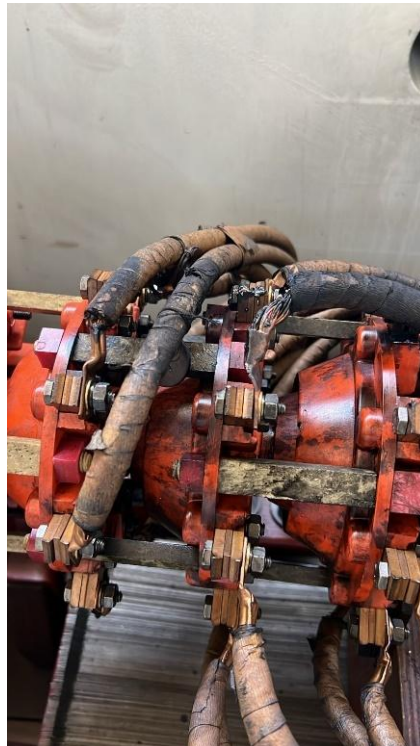
Fonte: Próprios Autores (2025)

Figura 14 – Condutores com defeito de aquecimento



Fonte: Próprios Autores (2025)

Figura 15 – Comutador com defeito de aquecimento



Fonte: Próprios Autores (2025)

Após todos os procedimentos foi feito o reparo no comutador de derivação sem tensão (CDST) conforme ilustra na Figura 16.

Figura 16 – Comutador de derivação sem tensão (CDST) reparado



Fonte: Próprios Autores (2025)

Após a identificação da falha, foi realizada a intervenção corretiva na parte ativa do transformador. As ações executadas incluíram o reparo das conexões desgastadas do comutador de derivação e o reaperto geral dos componentes internos da parte ativa. Antes da remontagem do equipamento, foram repetidos os ensaios elétricos preliminares. Os resultados obtidos nesta nova etapa mostraram-se satisfatórios e dentro dos limites de tolerância estabelecidos pelas normas técnicas aplicáveis. Ressalta-se que a anomalia previamente identificada no isolamento entre o núcleo e a terra não foi novamente observada após a intervenção, indicando que sua ocorrência possivelmente esteve relacionada a uma falha pontual na isolamento do sistema aferido durante os ensaios iniciais, sendo, portanto, eliminada com as correções efetuadas.

Devido à exposição da parte ativa ao ambiente externo durante a inspeção e reparo, foi executado um rigoroso processo de secagem para remover a umidade absorvida pelo sistema isolante. O método utilizado foi o tratamento do óleo com circulação a quente sob vácuo, empregando uma máquina de termovácuo. O óleo, aquecido, circulou através do transformador, transferindo calor para a parte ativa e facilitando a evaporação da umidade, que era então removida pelo vácuo. A eficácia do processo foi continuamente

monitorada e validada por meio de novas análises físico-químicas do óleo, que atestaram a remoção da umidade a níveis aceitáveis. Concluído o tratamento, o transformador foi preenchido com seu óleo isolante definitivo e mantido em repouso por um período de 24 horas para garantir a equalização térmica e a impregnação completa do sistema isolante.

Em paralelo, os acessórios do transformador, como buchas, sistema de arrefecimento e dispositivos de proteção, foram inspecionados, ensaiados individualmente conforme os procedimentos e verificados quanto ao seu pleno funcionamento, não foram identificadas anomalias e os resultados das análises foram registradas para diagnóstico geral.

Por fim, após a consolidação de todos os laudos dos ensaios e das verificações de montagem, que se mostraram satisfatórios, o transformador foi aprovado pela equipe técnica. O equipamento foi então liberado do centro de manutenção, sendo direcionado para armazenamento como uma unidade de reserva técnica, apto a atender eventuais emergências ou necessidades operacionais da distribuidora.

5. Conclusão

Este trabalho de conclusão de curso atingiu seu objetivo principal ao apresentar e detalhar os procedimentos de manutenção preventiva e corretiva para transformadores de potência, através da elaboração de fluxogramas técnicos voltados à realidade de um centro de manutenção. A metodologia, que partiu de uma sólida revisão da literatura técnica e normativa, permitiu a criação de uma ferramenta visual que mapeia de forma clara e sequencial as etapas críticas do processo de manutenção, desde o recebimento do equipamento e diagnóstico inicial até os ensaios finais e sua liberação para operação.

Os fluxogramas desenvolvidos representam o resultado central deste estudo, servindo como um guia prático para a padronização das atividades, o que contribui para a mitigação de erros operacionais e para o aumento da eficiência das equipes de manutenção. A análise dos ensaios elétricos, físico-químicos e da análise de gases dissolvidos, etapas fundamentais destacadas nos fluxogramas, foi aprofundada para demonstrar como o diagnóstico de falhas é realizado, culminando nos estudos de caso que exemplificam a aplicação prática da metodologia. A originalidade deste trabalho reside na consolidação e organização de procedimentos complexos, muitas vezes dispersos em diversas normas e manuais, em uma ferramenta visual e sequencial (fluxogramas) especificamente adaptada para o fluxo de trabalho de um centro de manutenção.

Este trabalho possui aplicações significativas em empresas do setor elétrico, e como trabalhos futuros, sugere-se a implementação de ferramentas computacionais com técnicas de Inteligência Artificial.

Conclui-se que a sistematização dos procedimentos de manutenção por meio de fluxogramas, conforme proposto, é uma abordagem eficaz para aprimorar a gestão de ativos tão críticos e de alto valor

como os transformadores de potência. A contribuição deste estudo para a área de engenharia elétrica manifesta-se na oferta de um material didático e técnico que pode ser imediatamente aplicado para treinamento de equipes, padronização de processos e auditoria de serviços em centros de manutenção, visando sempre a máxima confiabilidade. A padronização das rotinas não só otimiza o tempo e os recursos no centro de manutenção, mas também eleva a confiabilidade dos diagnósticos, permitindo intervenções mais assertivas e, conseqüentemente, aumentando a vida útil e a disponibilidade desses equipamentos essenciais ao Sistema Elétrico de Potência.

Referências

- [1] MARQUES, André Pereira. *Diagnóstico Otimizado de Transformadores de Potência Mediante a Integração de Técnicas Preditivas*. 2018. cx, 195 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2018. Disponível em: <https://repositorio.bc.ufg.br/tede/bitstreams/bb296cdf-b3ff-4874-9681-0a785b10cc6c/download>. Acesso em: 24 maio 2025.
- [2] CIGRÉ. *Guia de Manutenção para Transformadores de Potência*. Grupo de Trabalho A2.05: Jaime Suñé (coord.); Leonardo A. Heredia (secr.); Antônio T. de Brito et al. [S.l.]: CIGRÉ Brasil, [s.d.]. 246 p.
- [3] DIAS, Yuri Andrade. *Método para Previsão dos Índices de Desempenho de Transformadores de Potência Imersos em Óleo Mineral Isolante e de Disjuntores de Média e Alta Tensão*. 2023. 108 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2023.
- [4] MARQUES, André Pereira; RIBEIRO, Cacilda de Jesus; AZEVEDO, Cláudio Henrique Bezerra; SANTOS, José Augusto Lopes dos; BRITO, Leonardo da Cunha. *Técnicas Preditivas de Manutenção em Transformadores de Potência – Um Estudo de Caso*. In: WORLD CONGRESS ON SYSTEMS ENGINEERING AND INFORMATION TECHNOLOGY, 1., 2013, Porto, Portugal. Anais [...]. Porto, Portugal: WCSEIT, 2013. p. 43-47. Disponível em: <https://copec.eu/congresses/wcseit2013/proc/works/10.pdf>. Acesso em: 24 maio 2025.
- [5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR 5356-1: *Transformadores de Potência – Parte 1: Generalidades*. Rio de Janeiro, 2007. 103 p.
- [6] UMANS, Stephen D. *Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley*. 7. ed. Tradução de: Anatólio Laschuk. Porto Alegre: AMGH, 2014. 724 p. Tradução de: *Fitzgerald & Kingsley's Electric Machinery*.
- [7] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR 5356-9: *Transformadores de Potência – Parte 9: Recebimento, Armazenagem, Instalação e Manutenção de Transformadores e Reatores de Potência Imersos em Líquido Isolante*. Rio de Janeiro, 2016. 29 p.
- [8] SOUSA, Felipe Resende de Carvalho et al. *Method for Rating and Analyzing the Combined Effects of Moisture and Temperature on the Oil–Paper Insulation System of Power Transformers by Means of Load Variations*. Journal of Control, Automation and Electrical Systems, v. 31, p. 1309–1321, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s40313-020-00607-7>. Acesso em: 24 maio 2025.
- [9] MENDANHA, Vinícius Faria Costa; MARQUES, André Pereira; DIAS, Yuri Andrade; RIBEIRO, Cacilda de Jesus. *Estudo Comparativo Sobre Predição do Estado de Transformadores de Potência Imersos em Óleo Mineral Isolante por Modelos Matemáticos de Ajuste Aplicados*. Brazilian Journal of Production Engineering, v. 10, n. 4, p. 226–240, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.47456/bjpe.v10i4.46503>. Acesso em: 24 maio 2025.
- [10] RODRIGUES, Adonay. *Desenvolvimento de um Aplicativo Móvel para Auxílio nos Procedimentos Operacionais Padrão de Ensaio em Transformadores de Potência*. 2017. 67 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2017.

- [11] SILVEIRA, Leonardo Gervásio et al. *Transformadores de Potência: Ensaio e Proteção*. Brazilian Journal of Development, Curitiba, v. 7, n. 6, p. 59954–59975, jun. 2021. DOI:10.34117/bjdv7n6-400. Disponível em: <https://doi.org/10.34117/bjdv7n6-400>. Acesso em: 24 maio 2025.
- [12] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856**: *Transformador de Corrente com Isolação Sólida para Tensão Máxima Igual ou Inferior a 52 kV – Especificação e ensaios*. 3. ed. Rio de Janeiro, 2021. 90 p.
- [13] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7274**: *Interpretação da Análise dos Gases de Transformadores em Serviço*. 2. ed. Rio de Janeiro, 2012. 24 p.
- [14] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **ABNT NBR 16367**: *Acessórios para Transformadores e Reatores de Sistemas de Potência Imersos em Líquido Isolante*. Rio de Janeiro, 2015. 10 p.
- [15] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std C57.104**: *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*. New York, 2009. 98 p.
- [16] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60599**: *Mineral Oil-Filled Electrical Equipment in Service - Guidance on the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis*. 3. ed. Geneva, 2015. 78 p.
- [17] EQUATORIAL ENERGIA GOIÁS. **Normas técnicas**. Goiânia, [202-?]. Disponível em: <https://go.equatorialenergia.com.br/normas-tecnicas/>. Acesso em: 19 mar. 2025

Apêndice A – Estudos Complementares sobre Transformadores

O presente apêndice tem como objetivo complementar os estudos sobre transformadores de potência abordados no corpo deste trabalho. Para isso, são apresentados os resultados de uma pesquisa bibliográfica focada em artigos científicos recentes que exploram novas fronteiras na área de manutenção e gestão destes ativos.

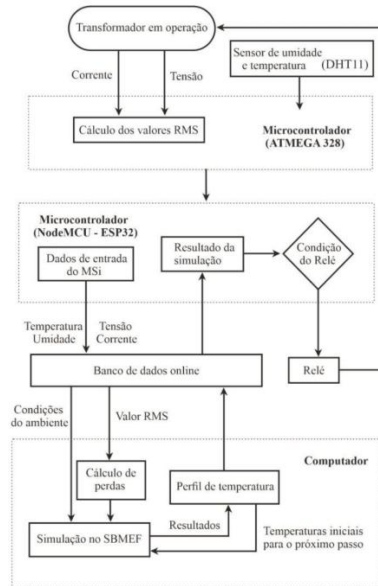
Os estudos selecionados abordam temas inovadores, como a aplicação de inteligência artificial e gêmeos digitais na operação e manutenção inteligente, bem como o uso de mundos virtuais para a capacitação profissional. A inclusão destes temas visa oferecer uma perspectiva sobre as tendências e tecnologias emergentes no setor, que complementam os procedimentos de manutenção já consolidados na indústria.

1. Monitoramento de Transformador de Baixa Potência Baseado em Internet das Coisas e Gêmeos Digitais

O artigo propõe o aprimoramento de um sistema de monitoramento de um transformador de baixa potência por meio de um gêmeo digital integrado à IoT [1]. Um sistema de aquisição e transmissão de dados foi desenvolvido para comunicação online, incluindo condições ambientais como variáveis de entrada. A Figura 17 ilustra o fluxo de dados em que um módulo sensor/atuador coleta dados de umidade, temperatura, corrente e tensão.

Esses dados foram digitalizados, pré-processados e transmitidos para a simulação do gêmeo digital. As simulações térmicas permitiram a interpretação dos resultados e a execução de comandos de proteção contra sobreaquecimento [1]. A validação do sistema utilizou uma câmera termográfica, com erro médio absoluto de 6,18% no enrolamento e 3,93% no núcleo. Os ensaios demonstraram a viabilidade da IoT na estimativa térmica do transformador, garantindo precisão e eficiência, além de validar a eficácia dos relés na proteção do equipamento [1].

Figura 17 – Fluxo de dados dos ensaios de validação.

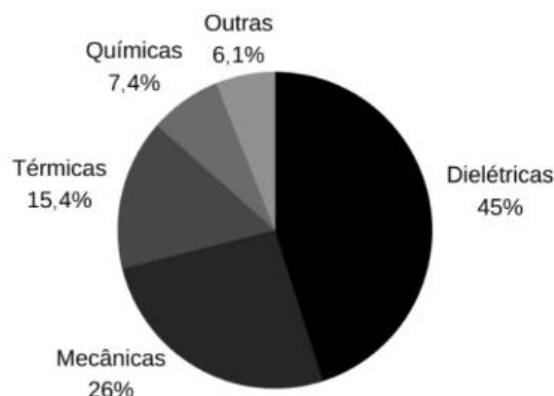


Fonte: [1]

1.1 Gêmeos Digitais e Método dos Elementos Finitos, um Estudo de Caso: Mapeamento Térmico de Transformador

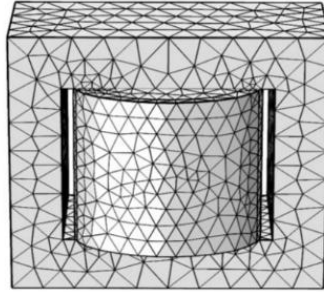
Esta pesquisa desenvolveu um gêmeo digital baseado em um modelo 3D para simular em tempo real o comportamento térmico de um transformador de baixa potência (440 VA, 220/150 V) [2]. O modelo utiliza tensão, corrente e condições ambientais como dados de entrada, aplicando o método dos elementos finitos para resolver as equações de transferência de calor [2]. A Figura 19 que ilustra o modelo tridimensional do transformador, mostra a distribuição de temperatura obtida na simulação, enquanto a Figura 18 apresenta um gráfico. A validação experimental, realizada com uma câmera termo visora conforme visto na Figura 20 revelou erro médio inferior a 5% no centro do enrolamento e abaixo de 3,5% no núcleo, demonstrando a precisão da abordagem [2].

Figura 18 – Principais origens de falhas em transformadores.



Fonte: [2]

Figura 19 – Modelo 3D discretizado em elementos finitos.



Fonte: [2]

Figura 20 – Termografia obtida durante a validação do modelo.

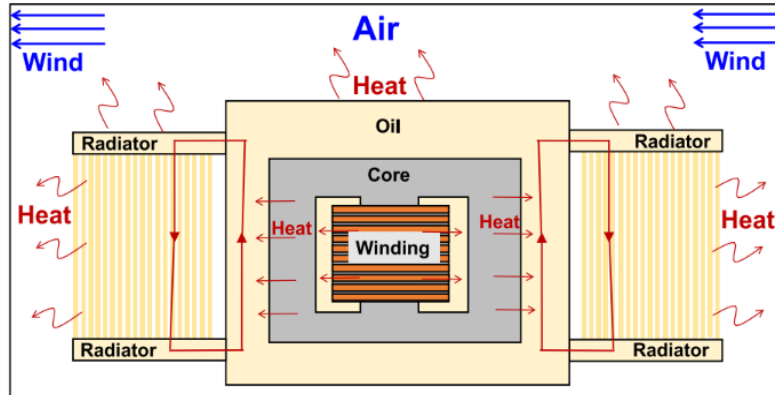


Fonte: [2]

1.2 An online learning method for constructing self-update digital twin model of power transformer temperature prediction

A pesquisa propôs uma máquina de aprendizado extremo online com método de kernel para construir um modelo de gêmeo digital autoadaptável na previsão da temperatura de transformadores de potência [3]. Devido à natureza dinâmica do processo térmico desses equipamentos, ilustrado na Figura 21 que mostra o modelo do gêmeo digital, o modelo deve ser continuamente atualizado para manter a precisão [3]. Os experimentos demonstraram que a abordagem proposta atingiu precisão de 99,8% e 98,8% em dois conjuntos de dados, superando modelos estáticos, que perdem acurácia ao longo do tempo. Além disso, o método proposto processa novas amostras com velocidade até três ordens de grandeza superior aos modelos retreinados tradicionalmente [3]. A eficiência e adaptabilidade desse modelo tornam-no uma solução eficaz para o gerenciamento térmico de transformadores sob condições variáveis [3].

Figura 21 – Geração e dissipação de calor do transformador.



Fonte: [3]

1.3 A study of education on power transformers in a virtual world

Este estudo investigou os impactos do uso da plataforma *virtual Second Life* (SL) no ensino de estruturas internas de transformadores de potência para estudantes de graduação do Departamento de Eletricidade e Energia da *Usak University*. A Figura 22 ilustra o modelo tridimensional do transformador de potência utilizado no ambiente virtual. O desempenho dos alunos foi comparado entre dois grupos: um submetido ao ensino tradicional e outro utilizando o ambiente imersivo do SL [4].

Foram aplicados pré-testes e pós-testes, com análise estatística conduzida através dos testes não paramétricos *Mann-Whitney U* e *Wilcoxon Signed Ranks*, devido ao tamanho reduzido da amostra [4]. Os resultados indicaram que ambos os métodos de ensino aumentaram significativamente o desempenho dos alunos. Entretanto, a comparação entre os pós-testes revelou uma diferença estatisticamente significativa a favor do grupo que utilizou o SL [4]. Assim, conclui-se que, embora o ensino tradicional seja eficaz, o uso do *Second Life* é ainda mais eficiente para promover a aprendizagem e o sucesso dos estudantes no tema abordado [4].

Figura 22 – Representação do transformador.



Fonte: [4]

Referências

- [1] RODRIGUES, L. A.; SANTOS, M. A.; RODRIGUES, G. A.; FERREIRA, T. V. *Monitoramento de Transformador de Baixa Potência Baseado em Internet das Coisas e Gêmeos Digitais*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 24., 2022, São Cristóvão. Anais [...]. São Cristóvão: Sociedade Brasileira de Automática, 2022. p. 2909–2916. DOI: 10.20906/CBA2022/3570.
- [2] RODRIGUES, G. A.; FERREIRA, T. V.; ARAUJO, B. V. S. *Gêmeos Digitais e Método dos Elementos Finitos, Um Estudo de Caso: Mapeamento Térmico de Transformador*. *Applied Sciences in Biomedical and Advancement*, v. 2, n. 1, p. 1–18, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.48011/asba.v2i1.1244>. Acesso em: 9 mar. 2025.
- [3] WU, T.; YANG, F.; FAROOQ, U.; LI, X.; JIANG, J. *An Online Learning Method for Constructing Self-Update Digital Twin Model of Power Transformer Temperature Prediction*. *Applied Thermal Engineering*, v. 237, art. 121728, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121728>. Acesso em: 15 mar. 2025.
- [4] AYDOGAN, H.; ATA, R.; OZEN, S.; ARAS, F. *A Study of Education on Power Transformers in a Virtual World*. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, v. 116, p. 3952–3956, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.sbspro.2014.01.873>. Acesso em: 29 abr. 2025.



Gabriel de Almeida Fernandes Santana, nascido em Goiânia, Goiás, em 20/05/2001. Graduando em Engenharia Elétrica (2025) pela Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG). Atualmente está desenvolvendo o Projeto Final de Curso no Grupo de Trabalho do Laboratório de Pesquisa em Alta Tensão (LAPEAT) da UFG.



Iury Alves de Oliveira, nascido em Goiânia, Goiás, em 20/03/2002. Graduando em Engenharia Elétrica (2025) pela Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG). Atualmente, realiza estágio na Empresa Equatorial Energia em Goiânia, e está desenvolvendo o Projeto Final de Curso no Grupo de Trabalho do Laboratório de Pesquisa em Alta Tensão (LAPEAT) da UFG.