



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

MARIANA GOMES COSTA

**FERRAMENTA PARA GESTÃO DE MANUTENÇÃO APLICADOS PARA
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

**Campina Grande – PB
Agosto de 2022**

MARIANA GOMES COSTA

**FERRAMENTA PARA GESTÃO DE MANUTENÇÃO APLICADOS PARA
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Eletrotécnica

Orientador: Eng. Prof. D. Sc. Célio Anésio da Silva

Campina Grande – PB

Agosto de 2022

MARIANA GOMES COSTA

**FERRAMENTA PARA GESTÃO DE MANUTENÇÃO APLICADOS PARA
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 18/08/2022

D. Sc. Jalberth Fernandes de Araújo
Universidade Federal de Campina Grande
Professor Convidado

Eng. Prof. D. Sc. Célio Anésio da Silva
Universidade Federal de Campina Grande
Professor Orientador

Campina Grande – PB
Agosto de 2022

Dedico este trabalho a minha mãe, que me ensinou a ter coragem e a lutar pelo que eu quero, mesmo com todas as adversidades. Você é o maior exemplo que eu poderia ter. Sua menina vai ser engenheira.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha, Maria da Guia, e à painho, Marcos Antônio, pela educação, apoio, carinho e por nunca terem desistido mesmo quando o caminho se tornou difícil. Me tornei a pessoa que sou hoje graças a vocês.

À minha voinha Severina, que não está mais presente entre nós, mas que sempre foi um exemplo de pessoa grata, humilde e com fé mesmo nos momentos mais difíceis. Agradeço também a todos os outros familiares pelo apoio e carinho que me foi dado.

A todos os meus amigos que me acolheram nesse período de graduação, me ajudando com palavras de apoio e ensinamentos. A jornada foi longa e, apesar de difícil, foi muito especial graças a Saulo, Vinícius, Ivna, Victor, Breno, Larissa, Vivian, Talita, Márcia, Fernandinha, Àgatha, Miller, Carlos, Jéssica, Talita, Marya, Pedro e Marcus. Obrigada por tudo e espero que o futuro de vocês seja próspero.

Aos professores, mestrandos e doutorandos do curso de Engenharia Elétrica por todo aprendizado e oportunidades que me foram proporcionadas. Em especial aos professores Célio Anésio, pelo incentivo e ensinamentos para realização deste trabalho e Hélder Pereira que me acompanhou como orientador de pesquisa durante a graduação.

Aos funcionários da UFCG, em especial ao Departamento de Engenharia Elétrica por todo suporte dedicado aos alunos.

À todos do meu estágio, em especial a equipe de manutenção, que estiveram comigo durante os últimos oito meses e que me acolheram, incentivaram e me ensinaram. Sou extremamente grata a cada um de vocês.

À Maria, Talita e Leonardo que, mesmo distantes, me apoiaram em diversos momentos.

Finalmente, a todos que direta ou indiretamente participaram da minha vida. Me tornei a pessoa que sou hoje graças a todas as experiências que já vivi.

“Que nada nos limite, que nada nos defina, que nada nos sujeite. Que a liberdade seja nossa própria substância, já que viver é ser livre. Porque alguém disse e eu concordo que o tempo cura, que a mágoa passa e que decepção não mata. E que a vida sempre, sempre continua.”

Simone de Beauvoir

RESUMO

O transformador de potência é o equipamento mais importante em uma subestação e garantir a sua integridade, confiabilidade e permanência de sua operação. Eventuais falhas em transformadores de potência causam transtornos para empresas e consumidores. Por este motivo é necessário o estudo de técnicas que consigam realizar defeitos nesses equipamentos, possibilitando monitorar parâmetros e evitar falhas que resultem em uma manutenção corretiva não planejada. Este trabalho tem como principal objetivo estabelecer critérios para qualificar a condição atual e ajudar no diagnóstico de falhas de transformadores de potência isolados à óleo. Neste trabalho também será apresentado um estudo de caso de uma determinada empresa do setor elétrico brasileiro, visando contribuir com a melhoria das práticas de manutenção, a partir da padronização de realização dos ensaios e práticas de engenharia, auxiliando com o diagnóstico de defeitos, falhas e suas causas.

Palavras-chave: Transformador de potência. Manutenção. Óleo Isolante. Ensaios Elétricos.

ABSTRACT

The power transformer is the most important equipment in a substation and guarantees its integrity, reliability and permanence of its operation. Possible failures in power transformers cause inconvenience to companies and consumers. For this reason, it is necessary to study techniques that can make defects in these equipments, making it possible to monitor parameters and avoid failures that result in unplanned corrective maintenance. The main objective of this work is to establish criteria to qualify the current condition and help in the diagnosis of faults in oil-insulated power transformers. This work will also present a case study of a particular company in the Brazilian electricity sector, aiming to contribute to the improvement of maintenance practices, from the standardization of tests and engineering practices, helping with the diagnosis of defects, failures and its causes.

Keywords: Power transformer. Maintenance. Insulating Oil. Electrical Tests.

LISTA DE IMAGENS

Figura 1: Fatores que influenciam na vida útil de um transformador	15
Figura 2: Funcionamento de um transformador ideal	18
Figura 3: Transformador e acessórios	21
Figura 4: Esquema ilustrativo de um sistema elétrico	21
Figura 5: Resistência ôhmica dos enrolamentos	28
Figura 6: Relação de transformação	29
Figura 7: Esquema de ligação do megôhmetro para medição de alta para baixa tensão	30
Figura 8: Ligação do megôhmetro para medição de alta tensão para terra	30
Figura 9: Ligação do megôhmetro para medição de baixa tensão para terra	31
Figura 10: Comportamento típico de ensaio de resistência do isolamento	27
Figura 11: Ações de manutenção para valores limites excedidos da análise físico-química	37
Figura 12: Ações de manutenção para valores limites excedidos da análise de gases dissolvidos	38
Figura 13: Triângulo de Duval	45
Figura 14: Ações de manutenção para valores limite excedidos para o ensaio de resistência ôhmica de enrolamento	46
Figura 15: Ações de manutenção para valores limite excedidos para o ensaio de resistência ôhmica de enrolamento	47
Figura 16: Ações orientativas para valores limite excedidos para o ensaio de resistência ôhmica de isolamento	48

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Principais proteções associadas ao transformador de potência segundo ONS	24
Quadro 2: Descrição de cada propriedade físico-química e possíveis ações corretivas	28
Quadro 3: referências de valores limites para óleos de transformadores em serviço segundo normas	30
Quadro 4: Principais falhas relacionadas aos gases na análise de óleo	31
Quadro 5: Fenômenos comuns associados aos gases atmosféricos	31
Quadro 6: Dados dos transformadores analisados	34
Quadro 7: Limites dos critérios físico-químicos	36
Quadro 8: 1º Limite de Concentração de Gases [ppm]	38
Quadro 9: 1º Limite de Concentração de Gases [ppm]	38
Quadro 10: Parâmetro para total de gases combustíveis e degradação do Papel	39
Quadro 11: Relação entre os gases pelo método de Doernenburg	41
Quadro 12: Relação entre os gases pelo método de Rogers	41
Quadro 13: Dígito pela relação dos gases segundo IEC 60599	42
Quadro 14: Relação dos gases segundo norma IEC 60599	43
Quadro 15: Parâmetros para o ensaio de resistência de enrolamento	46
Quadro 16: Parâmetros para o ensaio de relação de transformação	47
Quadro 17: Parâmetros para o ensaio de resistência de isolamento	48
Quadro 18: Resultado da análise físico-química	49
Quadro 19: Validação da ferramenta de acordo com os parâmetros Estabelecidos	50
Quadro 20: Resultado dos gases dissolvidos no óleo isolante	51
Quadro 21: Validação da ferramenta de acordo com os parâmetros estabelecidos	51
Quadro 22: Diagnóstico de falhas aplicado na ferramenta	52
Quadro 23: Resultado do ensaio de resistência ôhmica de enrolamento	52
Quadro 24: Resultado do ensaio de relação de transformação	53
Quadro 25: Resultado do ensaio de resistência ôhmica de isolamento	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

IEEE - Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

IEC – Comissão Eletrotécnica Internacional

CIGRÉ – Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Importância de um Transformador de Potência no Sistema Elétrico	14
1.2. Gestão da Vida Útil de um Transformador	15
1.3. Estratégias de Manutenção Aplicadas à Transformadores	15
1.4. Objetivo do Trabalho	16
1.5. Estrutura do Trabalho	17
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1. Estrutura de um Transformador de Potência	18
2.2. Classificação dos Transformadores de Potência	21
2.3. Técnicas de Manutenção para Transformadores de Potência adotadas mundialmente	22
2.4. Proteção de Transformadores de Potência	24
2.5. Ensaio de Resistência Elétrica dos Enrolamentos	26
2.6. Ensaio de Relação de Transformação	28
2.7. Ensaio de Resistência Ôhmica de Isolamento	29
2.8. Análise Físico-Química do Óleo Isolante	32
2.9. Análise de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante	35
2.10. Teor de Furfuraldeído	37
3. METODOLOGIA	39
3.1. Transformadores analisados	39
3.2. Ferramenta de análise	40
3.2.1. <i>Limites para análise físico-química</i>	41
3.2.2. <i>Limites para análise de gases dissolvidos</i>	42
3.2.3. <i>Método do Gás Chave</i>	45
3.2.4. <i>Método de Doernenburg</i>	46
3.2.5. <i>Método de Rogers</i>	46
3.2.6. <i>Método da norma IEC 60599</i>	47
3.2.7. <i>Método do triângulo de Duval</i>	49
3.2.8. <i>Limites para resistência Ôhmica de enrolamento</i>	51
3.2.9. <i>Limites para ensaio de relação de transformação</i>	52
3.2.10. <i>Limites para resistência Ôhmica de enrolamento</i>	53
4. RESULTADOS E ANÁLISES	55

4.1. Análise Físico-Química	55
4.2. Análise de Gases Dissolvidos	56
4.3. Ensaio Elétricos	58
4.4. Proteção dos transformadores de potência	60
5. CONCLUSÕES	61
REFERÊNCIAS	62
APÊNDICE	66

1. INTRODUÇÃO

1.1. Importância de um transformador de potência no sistema elétrico

Por definição, subestação é uma instalação elétrica formada por um conjunto de equipamentos responsáveis por transmissão e/ou distribuição de energia elétrica, em níveis adequados de utilização. O principal equipamento de uma subestação é o transformador, que converte um nível de tensão primário para um secundário sem alteração da potência entregue (CARRUSCA, 2021).

Uma das principais importâncias do transformador é no que se refere à regulação de tensão, pois é esse equipamento que reduz perdas eminentes que se têm nos condutores de transmissão de energia elétrica quando a carga se afasta da fonte geradora. Os equipamentos necessitam de um nível de tensão mínimo para trabalhar. Portanto, as quedas de tensão nas linhas de transmissão devem ser regularizadas de modo que se mantenha os níveis de tensão nas faixas de trabalho adequadas para os equipamentos presentes nas cargas (FONSECA, 2014).

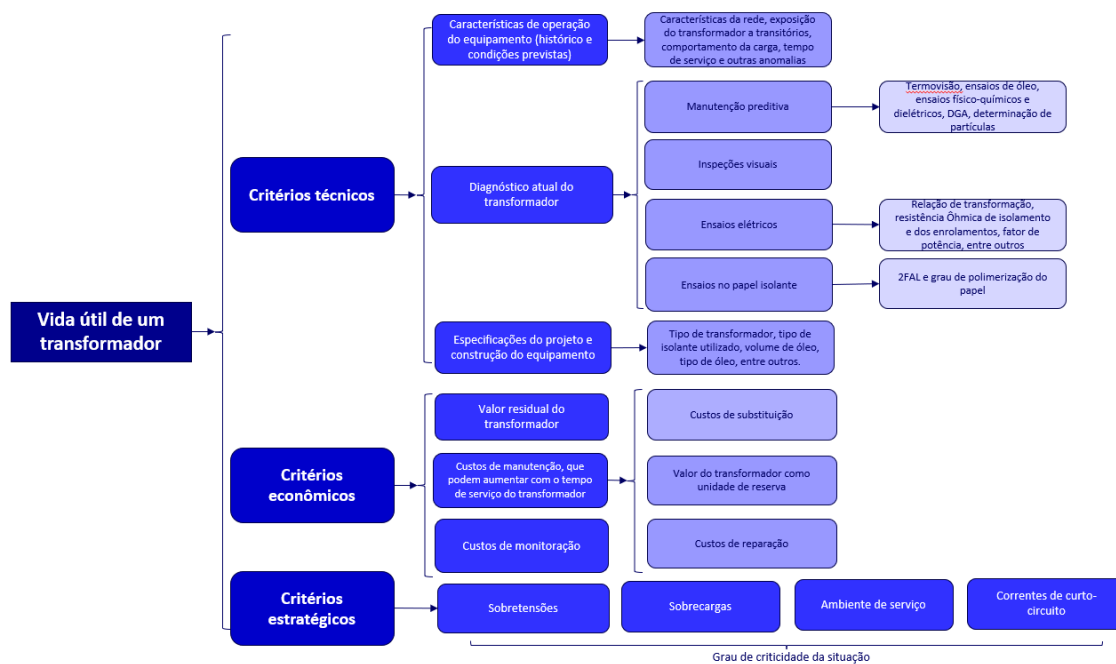
Portanto, nas proximidades das unidades geradoras existem as subestações de transmissão, o tipo de transformador utilizado é o transformador elevador que elevam a classe de tensão, conseqüentemente diminuindo a corrente, e com isso conseguem transmitir a energia com menores perdas por efeito *joule* para longas distâncias e fazendo uso de menores seções transversais dos condutores. Ao chegar próximo aos centros de carga, a tensão precisa ser novamente adequada para o uso nas casas, comércios e indústrias, a essa instalação dá-se o nome de subestação de distribuição e o tipo de transformador utilizado são os transformadores de distribuição, também chamado de transformador abaixador (FONSECA, 2014).

Problemas de funcionamento nos transformadores de potência podem resultar em diversos danos às instalações elétricas que estejam conectadas a esse equipamento, desde bairros sem energia, problemas de trânsito, paralisação de hospitais até perda de produção em unidades fabris, gerando perda de produção e lucros. Para concessionárias de energia elétrica e usinas de geração, os danos em transformadores de subestação além de gerar prejuízos financeiros por serem equipamentos de alto custo, caso ocorra o desligamento de energia elétrica, levam a multas por não fornecimento de energia elétrica (FONSECA, 2014).

1.2. Gestão da vida útil de um transformador

A gestão da vida útil dos transformadores é uma das principais preocupações no sistema de gestão de ativos. A resolução normativa da ANEEL n. 474 de 7 de fevereiro de 2012 (REN 474/2012) estabelece que a vida útil de um transformador de potência é de em média 35 anos, mas de forma geral, esse tempo pode ser estendido ou diminuído por uns anos dependendo das práticas que são adotadas nos primeiros anos de serviço e no final de tempo de vida. A gestão desse tempo de vida útil é, portanto, influenciada pelo histórico do equipamento, pelas condições em que opera e por sua estratégia de manutenção. Abaixo, no fluxograma, estão descritos os principais fatores adaptados do Guia de Manutenção para Transformadores de Potência (CIGRÉ, 2013).

Figura 1: Fatores que influenciam na vida útil de um Transformador.



Fonte: Adaptado CIGRÉ, A2.05 (2013)

1.3. Estratégias de manutenção aplicadas à transformadores

Estratégias de manutenção se caracterizam como técnicas que visam a conservação estrutural e funcional do equipamento, possuindo três vertentes: a preventiva, preditiva e a corretiva. Manutenções preventivas são técnicas compostas de procedimentos com periodicidade fixa formado por um conjunto de ensaios, análises e

ações para a os elementos que compõem um transformador com o objetivo de reduzir falhas no desempenho do equipamento (FONSECA, 2014).

Manutenções preditivas são baseadas no monitoramento constante do equipamento tendo como principal objetivo a antecipação de possíveis problemas por meio de históricos e análises prevendo um possível progresso ou tendência, bem como encontrar a causa raiz dos problemas nos equipamentos (FONSECA, 2014).

A manutenção centrada em confiabilidade é uma política de manutenção. Possui como objetivo analisar o que deve ser realizado em um determinado ativo de forma objetiva para manter a disponibilidade e confiabilidade da produção. Pode se utilizar de diversas metodologias já pré-estabelecidas para mapeamento de processos como é visto em SILVA (2016).

O principal objetivo é evitar as manutenções corretivas, já que estas são realizadas após um defeito e são mais caras que as preditivas e preventivas devido a substituição de componentes do equipamento danificados. O outro desafio da manutenção é aumentar a periodicidade da realização de manutenções preventivas sem diminuir a confiabilidade do sistema (FONSECA, 2014).

Portanto, como o transformador de potência é o elemento mais importante dentre os equipamentos de uma subestação (MAMEDE, 2013), é de fundamental importância um estudo específico para manutenção e proteção que devem ser empregadas para manter a sua integridade, confiabilidade e permanência em operação.

1.4. Objetivo do trabalho

O presente trabalho tem como objetivo apresentar os principais elementos da manutenção e proteção de transformadores de potência, tendo como foco transformadores de potência à óleo e terá como base normas ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos), outras normas pertencentes ao tema e bibliografias relacionadas visando a criação de uma ferramenta de análise para avaliação de transformadores de potênciae, em seguida, aplicando a um estudo de caso.

Como objetivos específicos, destacam-se:

- i. Apresentar sobre os principais critérios para gestão de vida útil de um transformador e aspectos que influenciam na extensão ou diminuição de sua vida útil;

- ii. Apresentar os principais ensaios para transformadores de potência a óleo contidos na norma ABNT NBR 5356-1:2007 (Transformadores de Potência – Parte 1: Generalidades);
- iii. Apresentar possíveis ações de manutenção para análises físico-químicas, ensaios elétricos e de gases dissolvidos no óleo isolante.

1.5. Estrutura do Trabalho

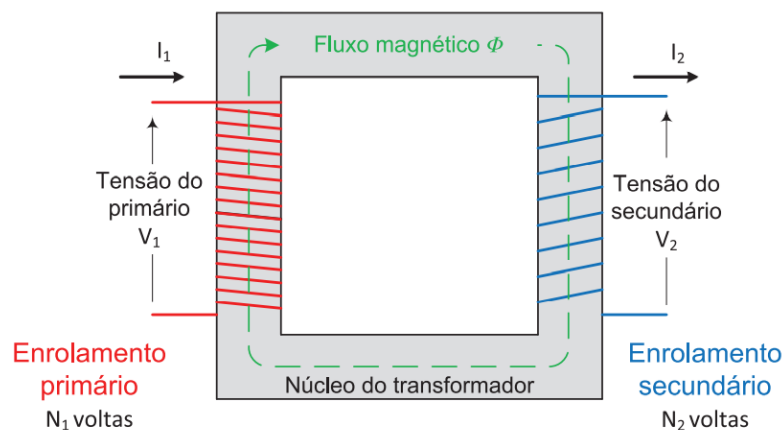
Este trabalho está dividido em cinco capítulos. O Capítulo 1 apresenta conceitos introdutórios sobre o tema, bem como objetivo e como o trabalho está organizado. No Capítulo 2 é descrito e explicado a fundamentação teórica sobre transformadores de potência, técnicas de manutenção normatizadas utilizadas nacional e internacionalmente, bem como são realizadas as análises dos resultados obtidos nos ensaios. No Capítulo 3 aborda a técnica utilizada para aplicação do sistema de vida útil de um ativo. No Capítulo 4 é analisado um estudo de caso de transformadores de potência a óleo de uma subestação acima de 69 kV aplicado ao método proposto no Capítulo 3. Por fim, no Capítulo 5 discorre-se sobre a eficiência do método aplicado, sua confiabilidade para o sistema de gestão de vida útil de um transformador e possíveis melhorias a serem realizadas.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Estrutura de um transformador de potência

Segundo Frontin (2013), um transformador consiste basicamente em dois enrolamentos condutivos não conectados eletricamente, mas sim por meio de fluxo magnético. Como é possível ver na Figura 2, o funcionamento do transformador é baseado na Lei de Biot-Savart (BIOT; SAVART, 1820), que afirma que a corrente elétrica produz um campo magnético e na Lei de Lenz (LENZ, 1834), que é uma generalização da Lei de Indução de Faraday e afirma que um campo magnético variável no interior de um circuito induz, em seus terminais, uma tensão elétrica de magnitude diretamente proporcional à taxa de variação do fluxo magnético no circuito (FRONTIN, 2013). Por precisar de variação no fluxo magnético, um transformador só funciona em corrente alternada.

Figura 2: Funcionamento de um Transformador ideal.



Fonte: Frontin (2013)

Um transformador é basicamente constituído de enrolamentos, que são condutores enrolados em forma de bobinas cilíndricas dispostos coaxialmente nas colunas do núcleo em ordem crescente de tensão (FRONTIN, 2013) e são responsáveis pela condução da corrente de carga. É também constituído de núcleo, que são chapas de aço-silício, laminadas a frio, cobertas por película isolante. A laminação a frio, seguida pelo tratamento térmico, orienta os fluxos magnéticos no sentido que for laminado, permitindo alcançar altas densidades de fluxo com perdas reduzidas e baixas correntes de magnetização (FRONTIN, 2013).

O transformador também é constituído por um sistema de isolamento composto principalmente por um meio isolante e papel. O papel é utilizado para recobrir condutores, com o objetivo de evitar um curto-circuito e ainda facilitam a refrigeração. Já o óleo é utilizado para criar um isolamento entre os enrolamentos da carcaça do transformador (FRONTIN, 2013), tendo ainda função de refrigeração, pois promove a convecção com o ambiente.

O desgaste da celulose, principal molécula constituinte do papel, têm como principal consequência a diminuição de sua capacidade de suportar esforços mecânicos, bem como mudança em sua coloração e seu enrijecimento (SILVA, 2016). Algumas reações químicas contribuem para a degradação do papel como, por exemplo, a oxidação e a hidrólise, que são duas principais reações que podem ocorrer em um transformador à óleo e cuja principal influência é o aumento de temperatura (SILVA, 2016).

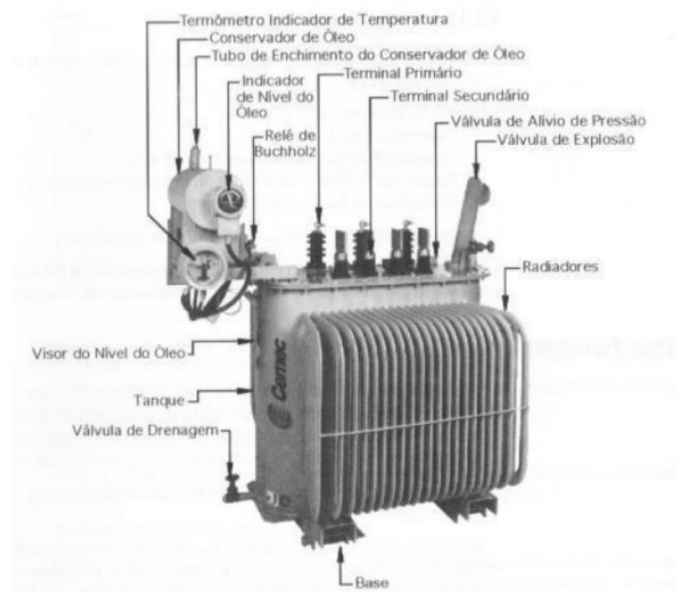
O óleo isolante promove um meio dielétrico entre os condutores energizados das bobinas, protegendo também a superfície interna da carcaça do equipamento contra algumas reações químicas que possam vir a comprometer a integridade das conexões (SILVA, 2016). O óleo isolante também é utilizado como indicador das condições de operação do transformador. Um dos fatores que acelera a degradação do óleo isolante é a presença de oxigênio, pois o óleo isolante é constituído de hidrocarbonetos e, quando degradado, gera dióxido de carbono e água como produtos principais. Com isso, quanto maior a oxidação do óleo menor será suas propriedades dielétricas. Desse modo, os tanques dos transformadores são projetados para que o óleo não tenha nenhum contato com o ar (SILVA, 2016).

Além da oxidação, contaminações internas do óleo isolante devem ser evitadas. As contaminações internas ocorrem por partículas não metálicas oriundas do papel, partículas metálicas dos revestimentos, mecânicos e elétricos, bem como degradação química do óleo isolante (SILVA, 2016).

As buchas são componentes de conexão entre transformador e os sistemas elétricos, através de uma parede aterrada, permitindo uma passagem segura de energia elétrica sem o aquecimento excessivo do isolamento adjacente (FRONTINI, 2013). As buchas possuem uma atenção especial nas políticas de manutenção de transformadores, pois apesar de ser um componente relativamente barato se comparado com outros componentes do transformador, suas falhas geralmente causam incêndios e explosões, comprometendo complementemente a estrutura do transformador (CIGRÉ, 2013).

A Figura 3 ilustra o transformador de potência com seus principais acessórios. Para conhecimento dos componentes de um transformador de potência e respectivas atividades de manutenção realizadas, recomenda-se a leitura de Frontin (2013) e Mamede Filho (2011), que tratam com grande mérito sobre o assunto. Ademais, sem entrar no detalhamento das obras referenciadas, abaixo são citados outros componentes dos transformadores a óleo:

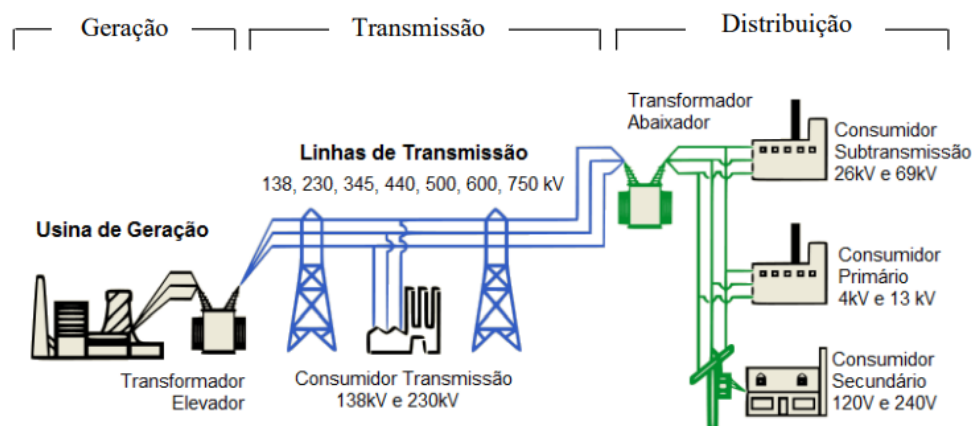
- Tanque;
- Tanque de expansão;
- Relé de Buchholz;
- Conservador de líquido isolante;
- Comutador de tap;
- Placa de identificação;
- Termômetro de óleo;
- Termômetro de imagem térmica;
- Indicador de nível de óleo;
- Válvula de drenagem de amostra de óleo;
- Válvula de alívio de pressão;
- Ventiladores para ventilação forçada;
- Radiadores;
- Transformadores de corrente;
- Transformadores de potencial.

Figura 2: Transformador e acessórios.

Fonte: MAMEDE (2011)

2.2. Classificação dos Transformadores de Potência

Transformadores de potência, empregados nos sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição, são classificados em: transformadores elevadores, de transmissão, de subtransmissão e distribuição (SOUSA, 2012). O nível de tensão utilizado para transmissão é calculado de acordo com a necessidade e distância do sistema, sendo classificada em 13,8 – 23,1 – 34,5 – 69 – 88 – 138 – 230 – 245 – 345 – 430 – 525 – 765 kV fase-fase (ABNT, 1993). A Figura 3 ilustra o sistema elétrico de potência.

Figura 4: Esquema ilustrativo de um sistema elétrico.

Fonte: Ducharme (2012)

Na saída das usinas hidrelétricas existe um transformador elevador que eleva o nível de tensão, diminuindo as perdas nos condutores tornando a transmissão de energia por longas distâncias algo economicamente viável (FONSECA, 2014). A energia então é transmitida a partir do sistema de transmissão. Nas cidades o nível de tensão que se utiliza para transmissão de energia se torna perigoso para saúde e segurança dos habitantes, assim se utiliza transformadores abaixadores nos pontos de chegada da linha de transmissão. Após essa conversão, a energia elétrica é distribuída para as residências e indústrias (FONSECA, 2014).

Os transformadores também podem ser classificados de acordo com as suas potências. Segundo Harlow (2004) de 500 até 7500 kVA é considerado pequeno transformador de potência, de 7,5 até 100 MVA é considerado médio transformador de potência e acima de 100 MVA já são considerados grandes transformadores de potência. Ainda segundo Harlow (2004), os transformadores ainda podem ser monofásicos e trifásicos e a escolha deve levar em consideração os seguintes fatores:

- i. Custos dos investimentos;
- ii. Custos da energia não fornecida;
- iii. Confiabilidade;
- iv. Necessidade de unidades reserva;
- v. Limitações de transporte;
- vi. Limitações de capacidade de fabricação.

2.3. Técnicas de Manutenção de Transformadores de Potência Adotadas mundialmente

A complexidade técnica, o alto custo de aquisição, seu longo ciclo de vida e o custo substancial de manutenção de uma grande população de transformadores de potência tornam o seu processo de manutenção um grande desafio (DUCHARME, 2012). Por volta de dez anos atrás, o problema de otimização de manutenção dos transformadores se tornou evidente para várias empresas no setor mundial, com problemas advindo principalmente: do final do ciclo de vida dos transformadores até então em operação e poucos especialistas disponíveis no mercado para gerenciar equipamentos fora da vida útil (DUCHARME, 2012) e a falta de empresas qualificadas próximas as subestações. No Brasil, a ANEEL (2007), por meio da Resolução Normativa nº 270/2008, estabeleceu

disposições relativas à qualidade de serviço público de transmissão de energia elétrica, associada às instalações a partir de 230 kV do sistema elétrico brasileiro. Desde então, esse texto tem sido base de todos os contratos de concessão celebrados entre a ANEEL e as companhias concessionárias de transmissão (DUCHARME, 2012).

As cláusulas de concessão adotadas nacionalmente têm validade de 30 anos e estabelecem regras claras que definem a qualidade dos serviços de geração e transmissão. Regularidade, eficiência, segurança, atualidade, cortesia no atendimento prestado aos consumidores, modicidade das tarifas, integração social, preservação do meio ambiente, além de arcar com custos de instalação e operação são alguns dos compromissos assumidos pelas empresas (DUCHARME, 2012). Para Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), os serviços de transmissão e distribuição devem atender, por norma, condições mínimas de qualidade de energia, principalmente relacionadas a disponibilidade e continuidade de serviço. Penalidades são previstas para casos em que a fiscalização por meio de órgãos regulatórios constatar irregularidades ou quando a qualidade da transmissão de energia não atingir os critérios estabelecidos (DUCHARME, 2012).

A manutenção então passa a ter um papel de destaque e desafiador nas empresas do setor energético. A manutenção de cada ativo ganha importância, pois as unidades passam a gerar receita, mas também aumentam as responsabilidades para manter bons índices de confiabilidade e cobranças, vindas por parte de órgãos reguladores e da própria empresa. O maior desafio da manutenção se torna então operar os transformadores de potência com máxima disponibilidade à plena carga ao mesmo tempo que mantém a manutenção com um orçamento baixo (DUCHARME, 2012).

A manutenção de um ativo é baseada em dois momentos: o instantâneo e o histórico (FONSECA, 2014). O instantâneo determina o estado do ativo no momento da manutenção, com base na comparação com valores ou características determinados por norma ou por literatura. O histórico confronta valores e características do equipamento ao longo do tempo para levantar curvas de tendência e prever se o equipamento estará ou não fora de padrões aceitáveis para funcionamento.

O comissionamento é então o primeiro processo de manutenção, pois verifica o funcionamento adequado do transformador no seu recebimento garantindo que este está dentro das condições aceitáveis para ser inserido no sistema e fornece dados iniciais de referência para histórico de manutenção, pois os primeiros ensaios fornecem características de construção do equipamento (FONSECA, 2014).

Com relação as medições, ensaios e testes elétricos a ABNT (2007) determina que ensaios em transformadores de potência são divididos em três grupo: ensaios de rotina, de caráter obrigatório e tem a finalidade de verificar a qualidade do equipamento; ensaios de tipo, que determinam se um tipo ou modelo de transformador atende as condições especificadas, normalmente realizados pelo fabricante devendo constar no manual do equipamento; e ensaios especiais que são utilizados para constatar uma característica não verificada pelos ensaios anteriores. Todos os ensaios possíveis de serem realizados são listados na ABNT NBR 5356-1:2010. Neste trabalho, será dado enfoque, principalmente, nos ensaios de rotina que fazem parte do plano de manutenção preventiva, como por exemplo: ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos, resistência de isolamento e relação de transformação de tensão, principalmente por causa do tempo de execução e custos dos demais ensaios

Ensaio de recebimento não são mais normatizados, mas são mencionados em literatura como Mamede Filho (2011) e são considerados boas práticas de manutenção. De acordo com a ABNT (2010), cada usina deve seguir um plano de manutenção e um plano de contingência para ocorrências inesperadas em seus equipamentos e devem englobar, no mínimo:

- i. Inspeção visual;
- ii. Registros de manutenção;
- iii. Análises físico-químicas do líquido isolante;
- iv. Análises de gases livres e dissolvidos no líquido isolante;
- v. Ensaio elétrico periódico;
- vi. Monitoramento de componentes;
- vii. Registro da quantidade de comutações;
- viii. Histórico de carga;
- ix. Termovisão.

2.4. Proteção de Transformadores

A proteção de um transformador, bem como o sistema que é alimentado por ele, é de extrema importância para a manutenção, pois é por meio dela que se evita desligamentos de longas durações (FONSECA, 2014) e até mesmo penalidades. O transformador, como mencionado anteriormente, é o equipamento de mais alta criticidade

em uma subestação. As subestações podem possuir as mais variadas configurações, que provém soluções individuais para cada arranjo. Essas soluções envolvem uma análise de custo × benefício e dependem ainda dos seguintes aspectos:

- i. Nível de confiabilidade desejada;
- ii. Característica da carga a que irá atender;
- iii. Esquema de proteção desejado;
- iv. Número de transformadores desejado;
- v. Potência de curto-circuito equivalente do sistema;
- vi. Custo de reparo do equipamento;
- vii. Perda de faturamento pela energia não fornecida;
- viii. Perda da qualidade do serviço;
- ix. Perda de produção em unidades fabris.

Nesse trabalho não será dado enfoque em sistemas de proteção, mas sim é abordado a relação entre um sistema de proteção e manutenção de um transformador de potência, mas obras como Mamede (2013) tratam com grandes detalhes sobre o assunto. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS) possui um documento que trata sobre as Principais Filosofias das proteções dos transformadores da rede de operação do ONS (ONS RE 2/200/2012). No Quadro 1 estão descritas as proteções intrínsecas e proteções principais, bem como suas respectivas ações de manutenção segundo o documento ONS RE 2/200/2012

Quadro 1: Principais proteções associadas ao transformador de potência segundo ONS.

Função (ANSI)	Descrição	Ações de manutenção
Proteções intrínsecas		
20	Válvula de alívio de pressão	Libera a pressão interna desencadeada por possíveis surtos e sobrecargas, preservando a integridade do equipamento. Verificar se o seu funcionamento está adequado e caso esta atue, investigar o motivo de sua atuação.
63	Proteção contra a presença de gás (relé de Buchholz)	A principal função do relé de Buchholz é a proteção do transformador quando ocorre um defeito entre espiras, entre partes vivas, entre partes vivas e terra, queima do núcleo, vazamento do óleo no tanque ou no seu sistema de resfriamento. Verificar possíveis defeito nas áreas mencionadas (observar a quantidade e análise do aspecto dos gases): <ul style="list-style-type: none"> • Gases brancos se caracterizam pela combustão de papel, logo o defeito é entre espiras;

		Gases negros se caracterizam pela combustão de óleo
26	Dispositivo térmico do equipamento	Dispositivo que funciona quando a temperatura do equipamento protegido ou de um líquido ou outro meio exceder um valor estabelecido. Verificar possíveis causas para o sobreaquecimento, tais como: sobrecargas, baixa isolamento do óleo, entre outros. Deve possuir níveis de advertência e urgência.
49	Sobretensão de enrolamento	Verificar possíveis pontos de aquecimento no secundário do transformador de corrente de medição. Deve possuir dois níveis de atuação: advertência e urgência.
Proteção Principal		
50	Proteção de sobrecorrente instantânea de fase	Esta proteção deve ser ajustada para defeitos trifásicos externos ao transformador no valor da máxima corrente de curto-circuito. Verificar possíveis curtos-circuitos trifásicos que estejam a montante do transformador. Verificar também se a parametrização do valor da corrente no estudo de seletividade está correta.
50N	Proteção de sobrecorrente instantânea de neutro	Esta proteção deve ser ajustada para defeitos monopolares externos ao transformador no valor da corrente máxima de curto-circuito em um valor assimétrico. Verificar se existe alguma possível falta monopolar. Checar se a parametrização do valor da corrente no estudo de seletividade está correta.
51	Proteção de sobrecorrente temporizada de fase	Essa proteção é parametrizada para permitir correntes de partida. Caso esta proteção esteja atuando, checar se a curva escolhida esteja de acordo com a carga aplicada.
51N	Proteção de sobrecorrente temporizada de neutro	Essa proteção é parametrizada para detectar desequilíbrio de corrente entre fases. Caso esta proteção esteja atuando, verificar se a corrente de acionamento da unidade está superior à corrente de desequilíbrio do sistema e se o tempo de ajuste está corretamente ajustado.
51R	Proteção contra sobrecorrente residual	Responde às falhas externas ao transformador, de modo que realizam dupla função de proteção primária e de proteção de retaguarda para falhas externas ao transformador. A função 51R possui maior sensibilidade, o que é importante em locais onde a corrente de curto-circuito para falhas envolvendo terra não é muito elevada.
59G	Proteção contra sobretensão de sequência zero	Normalmente, os para-raios instalados do lado da fonte e da carga são proteções adequadas contra sobretensões das descargas atmosféricas indiretas. Caso essa proteção esteja instalada e atuada, verificar possíveis pontos de sobretensão detectados pelo TP a montante do transformador. A 59G está vinculada ao enrolamento terciário ligado em delta quando o mesmo alimenta alguma carga.
87	Proteção diferencial de sobrecorrente	Essa proteção está associada a comparação de correntes de entrada e saída do equipamento ou Sistema. Capaz de identificar falhas internas. Caso a proteção 87 esteja atuada, realizar ensaios para identificar possíveis fugas de corrente entre os transformadores de corrente que protegem o equipamento

Fonte: Adaptado ONS (2012)

2.5. Resistência Elétrica dos Enrolamentos

Este ensaio é utilizado para determinar a resistência elétrica dos enrolamentos de um transformador em uma determinada temperatura utilizando corrente contínua, os

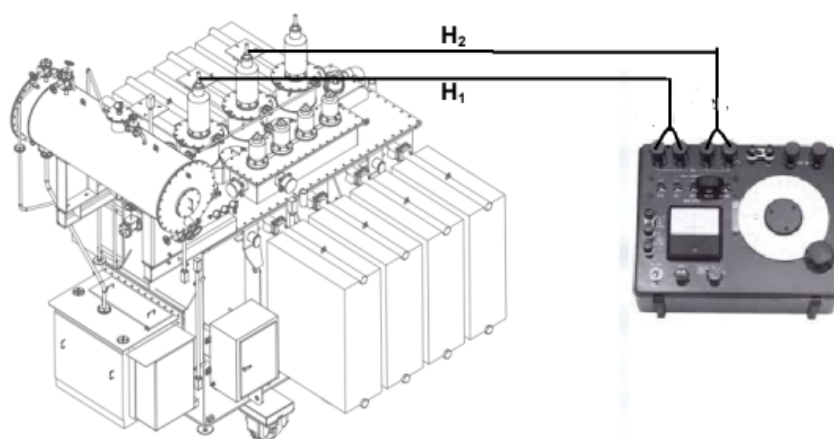
resultados deste ensaio quando comparados com os obtidos em fábrica (descritos no manual do equipamento), podem indicar a existência de um curto-circuito entre espiras (ABNT, 2007).

O instrumento para realizar esse diagnóstico é o microhmímetro. O microhmímetro aplica uma corrente contínua que circula pelos contatos do equipamento sob ensaio provocando uma queda de tensão. Com o valor da corrente e a medição da queda de tensão pelo instrumento, o microhmímetro calcula com base na Lei de Ohm, o cálculo para encontrar a resistência de perdas. O procedimento deve seguir os seguintes passos:

- i. Verificar no manual as especificações sobre o instrumento para saber a escala da medição
- ii. Ligar o instrumento a uma fonte de alimentação
- iii. Verificar a data da última calibração. O instrumento deve estar calibrado ANTES do início do ensaio para um valor próximo do teórico da resistência ôhmica do enrolamento sob ensaio de acordo com informações do catálogo do equipamento.
- iv. Conectar as pontas de prova nos terminais dos enrolamentos onde deseja-se obter a resistência
- v. Para a medição, a IEEE (2015) recomenda que as resistências sejam medidas em intervalos de 5 a 10s e as leituras sejam feitas após a corrente e tensão se estabilizarem, pois quando o instrumento é ligado à resistência da bobina do transformador, a leitura se apresenta inicialmente muito alta e gradualmente irá decrescer ao valor correto, podendo aí realizar as leituras. Grandes transformadores precisam de muito tempo para estabilização de leitura.
- vi. Após estabilização, deve-se realizar as medições conforme ligação dos enrolamentos do transformador.
- vii. A IEEE (2015) também recomenda o mínimo de 4 leituras (também podendo ser realizadas mais leituras), e a média dessas leituras é a resistência do circuito.
- viii. A corrente utilizada não pode exceder 15% da corrente nominal do enrolamento, para não causar imprecisão nas leituras (ABNT, 2007).

A resistência elétrica dos enrolamentos varia com a temperatura. Para uma base comparativa, a norma ABNT (2007) determina que a resistência elétrica deve ser referida a mesma temperatura. Os transformadores estão padronizados a 75°C. A Figura 4 ilustra o procedimento.

Figura 5: Resistência ôhmica dos enrolamentos.



Fonte: CARRUSCA (2011)

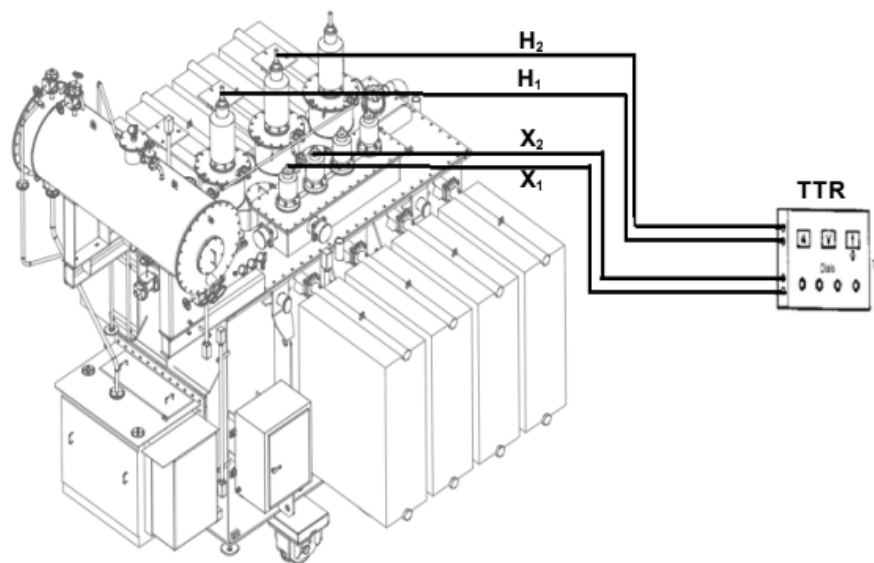
2.6. Ensaio de Relação de Transformação

O teste de relação de transformação é capaz de analisar as bobinas confirmando a relação correta de espiras primárias e secundárias (ABNT, 2006). É necessário realizar ensaios de relação de transformação cada vez que se muda o *tap* manual de operação ou a cada intervenção mais invasiva, de modo a assegurar que a relação de transformação ainda esteja sendo aplicada. A ABNT (2007) determina que o ensaio de relação de tensões deve ser realizado aplicando-se em um dos enrolamentos, uma tensão igual ou inferior à tensão nominal e com frequência igual ou superior à nominal. O procedimento deve seguir os seguintes passos:

- i. Buscar informação do tipo de ligação, tensão de operação no primário e no secundário do transformador sob ensaio. É importante saber o tipo de ligação para correta conexão e medição do instrumento de aferição.
- ii. O transformador precisa estar isolado para aferição correta.
- iii. Verificar no manual as especificações técnicas para o instrumento para sua correta utilização
- iv. Conectar as pontas de prova do instrumento nos corretos locais de conexão conforme norma (como dito no item a.)
- v. Ligar o instrumento de medição.

O ensaio está ilustrado na Figura 5.

Figura 6: Relação de transformação.



Fonte: CARRUSCA (2011)

2.7. Ensaio de Resistência de Isolamento

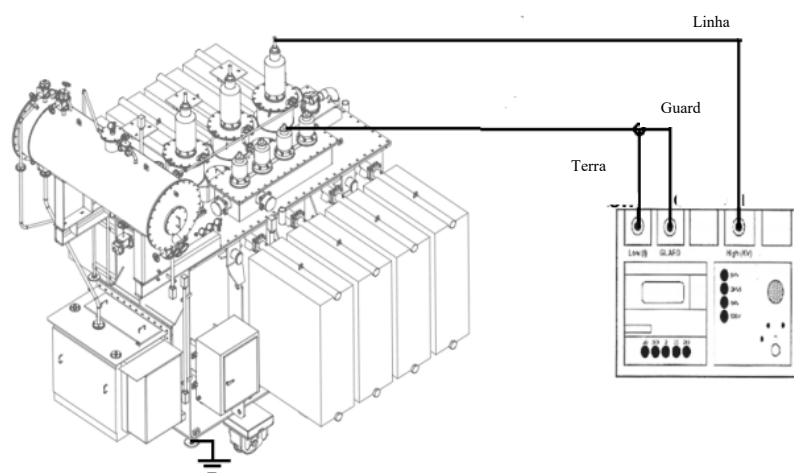
O ensaio de resistência de isolamento é realizado com o objetivo de detectar e diagnosticar falhas nas isolações dos equipamentos elétricos. Para medição da resistência de isolamento utiliza-se um equipamento chamado megôhmetro, seu princípio de funcionamento é ao aplicar uma tensão de corrente contínua em um equipamento é possível coletar a corrente de fuga que circula através do seu material isolante. Com a tensão injetada e com a coleta da corrente de fuga, o megôhmetro calcula e indica a resistência dielétrica do material isolante em uma escala de $M\Omega$. Entretanto, deve-se tomar cuidado, uma vez que seus valores se modificam com a umidade e sujeira podendo causar alterações da capacitância do isolamento, da resistência total, das perdas superficiais e da temperatura do material (PAULINO, 2014). O procedimento deve seguir os seguintes passos:

- i. Ajustar o megôhmetro segundo especificações do equipamento utilizado
- ii. Conectar o cabo de saída do terminal AT do megôhmetro ao terminal primário do transformador
- iii. Conectar os cabos segundo as Figuras 6, 7 ou 8 conforme conexão desejada
- iv. Fazer a leitura de resistência de isolamento nos tempos recomendados (15, 30, 45 e 60 segundos) após a aplicação da tensão de teste e, depois a cada minuto até 600 segundos minutos, anotando os valores obtidos. Esse passo é importante

para diminuição da corrente de deslocamento (surge no instante inicial da energização devido ao efeito capacitivo existente entre condutores/conductor-terra) e da corrente de absorção (responsável pela polarização dos dipolos elétricos que constituem o dielétrico), sobrando apenas a corrente de dispersão ou de fuga, que é o componente mais importante na medição do ensaio de isolamento (PAULINO, 2014).

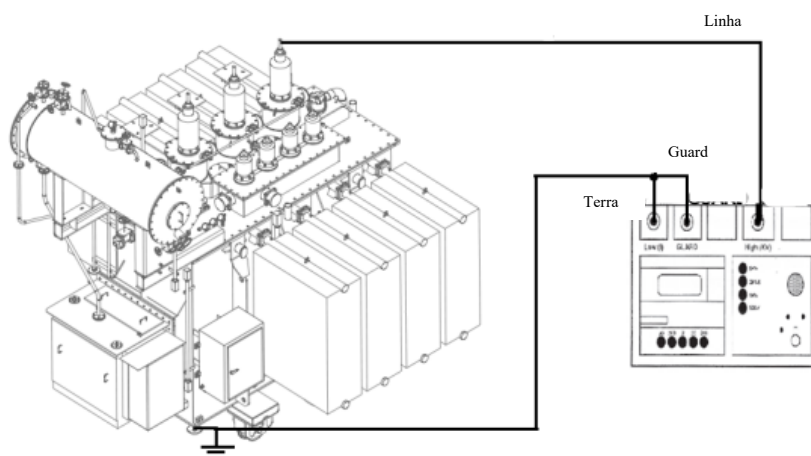
- v. Medir a temperatura e a umidade relativa do ar registrando na folha de ensaio
- ii. Com o dado da temperatura ambiente, deve-se corrigir os resultados da medição da resistência de isolamento de referência (CARRUSCA, 2021).

Figura 7: Esquema de ligação do megôhmetro para medição de alta para baixa tensão.



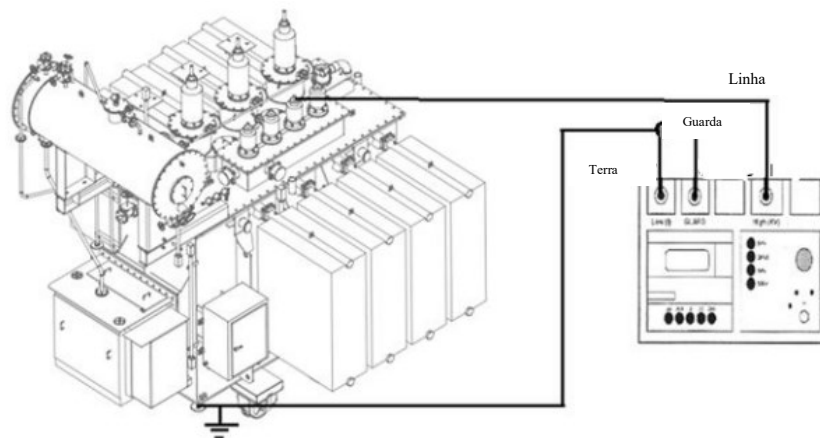
Fonte: CARRUSCA (2011)

Figura 8: Esquema de ligação do megôhmetro para medição de alta tensão para terra.



Fonte: CARRUSCA (2011)

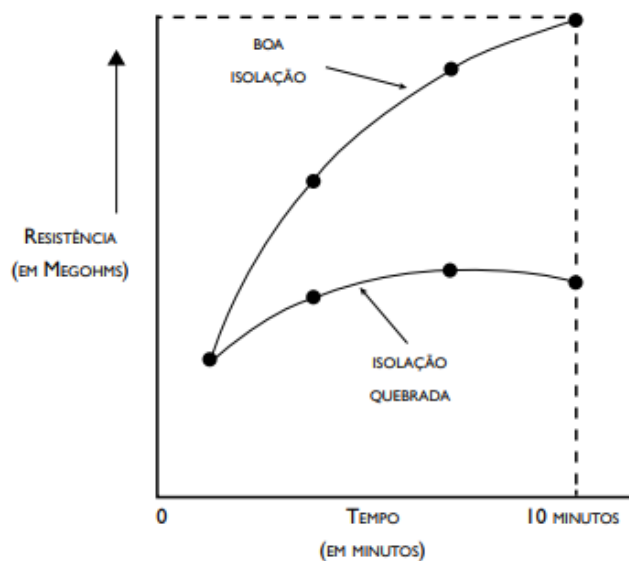
Figura 9: Esquema de ligação do megôhmetro para medição de baixa tensão para terra.



Fonte: CARRUSCA (2011)

Os resultados obtidos no ensaio de resistência de isolamento não podem ser considerados um critério exato de avaliação das condições do isolamento do transformador (PAULINO, 2014), mas sim como uma orientação sobre seu estado, baseando-se na avaliação do histórico do equipamento ou em seu manual técnico, isso porque os valores de resistência de isolamento podem sensivelmente variar dependendo do transformador, líquido isolante, temperatura e outros fatores. Existem alguns critérios para análise dos resultados obtidos baseados em dados estatísticos e fórmulas empíricas. Como exemplo, a Figura 9 que demonstra o comportamento típico de ensaio de resistência do isolamento. Um crescimento contínuo indica boa isolação e uma curva decrescente indica isolação degradada (PAULINO, 2014). Isso pois, após a resistência deve aumentar com o tempo à medida que as correntes capacitivas e polarizadoras mencionadas começam a diminuir.

Figura 10: Comportamento típico de ensaio de resistência do isolamento.



Fonte: CIGRE BRASIL, GT A2.05, 2013

2.8. Análise Físico-Química no Óleo Isolante

Segundo ABNT (2017), o óleo mineral isolante está sujeito à deterioração devido às condições de uso, pois é submetido a reações de oxidação devido à presença de metais e/ou compostos metálicos, que agem como catalisadores. Como consequência, podem ocorrer mudanças de cor, formação de compostos ácidos e oxidação, que podem comprometer as propriedades elétricas.

Os ensaios em óleo isolante são considerados uma manutenção preventiva. A análise físico-química determina as características do óleo isolante através de um trabalho laboratorial de forma periódica. A norma NBR 10576:2017 (óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – diretrizes para supervisão e manutenção) determina diretrizes a serem adotadas para análise e o procedimento para a coleta de amostras são indicados conforme norma ABNT NBR 7070:2006 (Amostragem de gases e óleo mineral isolantes de equipamentos elétricos e análises dos gases livres dissolvidos).

O desempenho confiável de um óleo mineral isolante, em um sistema de isolamento, depende de certas características básicas do óleo que podem afetar o desempenho geral do equipamento elétrico. Segundo ABNT (2017), o óleo deve possuir certas propriedades básicas como:

- a) Rigidez dielétrica suficiente para suportar as tensões impostas pelo serviço;
- b) Viscosidade adequada para que sua capacidade de circular e transferir calor não seja prejudicada;
- c) Propriedades adequadas às condições climáticas esperadas no local de instalação;
- d) Resistência à oxidação adequada para assegurar uma vida útil satisfatória.

No Quadro 2 estão descritas as propriedades físico-químicas analisadas por laboratório bem como possíveis ações corretivas caso os seus valores sejam excedidos. A classificação e qualquer ação corretiva deve ser baseada após a consideração dos resultados de todos os ensaios, bem como considerar o histórico de análises feita no óleo.

Quadro 2: Descrição de cada ensaio físico-química e possíveis ações corretivas

Propriedade	Descrição	Ação corretiva
Cor e aparência	A cor muda e escurece na medida em que o óleo vai se deteriorando. O óleo novo tem uma cor amarelo-pálida e é transparente. O teste é útil na avaliação sobre o estado de oxidação do óleo isolante	Identificar a origem dos possíveis contaminantes; Recondicionamento do óleo; Regeneração ou Troca de óleo
Densidade	Qualquer variação no valor pode indicar alteração no óleo.	Regeneração ou Troca de óleo
Tensão interfacial	Medida em N/m. Uma diminuição da tensão interfacial indica o início da deterioração do óleo.	Regeneração ou Troca de óleo
Teor de água (ppm)	A água pode existir no óleo sob a forma dissolvida, em suspensão ou depositada. A quantidade de água em solução no óleo depende da temperatura e do grau de refinação. Quanto mais alta a temperatura, maior a quantidade de água dissolvida no óleo. Quanto mais bem refinado for o óleo, menor será a solubilidade da água.	Identificar a origem dos possíveis contaminantes e Recondicionamento do óleo
Índice de neutralização	Detectar a presença de contaminantes polares ácidos, normalmente produtos de oxidação do óleo isolante	Regeneração ou Troca de óleo
Rigidez dielétrica	É a tensão alternada na qual ocorre a descarga inferior na camada de óleo. A rigidez dielétrica do óleo é pouco afetada pela água dissolvida, mas a água livre em suspensão no óleo diminui bastante sua rigidez dielétrica. Em um óleo deteriorado, a água livre tem maior possibilidade de ficar em suspensão que no óleo novo. Também contribui para a redução da rigidez dielétrica nas partículas sólidas em suspensão.	Identificar a origem dos possíveis contaminantes e Recondicionamento do óleo
Fator de potência ou dissipação	O fator de potência aumenta na medida em que a deterioração do óleo aumenta.	Regeneração ou Troca de óleo

Fonte: BARBOSA (2013)

A norma ABNT NBR 10576:2017 não determina uma regra geral para periodicidade das análises do óleo em serviço, pois a periodicidade depende do tipo, função, categoria (classe de tensão) e condições de serviço do equipamento e do óleo e ainda deve ser levado em consideração a importância relativa do equipamento para o processo produtivo. Para transformadores de potência e reatores, a norma ABNT NBR 10576:2017 sugere a seguinte periodicidade: antes da energização; um dia a três dias após a energização; um mês após energização; semestral até o término da garantia e após o término da garantia, realizar anualmente os ensaios físico-químicos do quadro 2 juntamente com análise de gases dissolvidos por cromatografia.

A ABNT (2015) também indica outros critérios que devem ser seguidos em condições especiais, são eles:

- i. Transformadores em sobrecarga requerem análises mais frequentes;
- ii. Equipamentos onde algumas propriedades significativas do óleo se aproximam do limite recomendado para a continuação em serviço, requerem análises mais frequentes.

A ABNT (2015) menciona que é complexo estabelecer regras rápidas para avaliação do óleo em serviço ou limites recomendados de ensaios para todas as aplicações possíveis do óleo isolante em serviço. No Quadro 3 estão referências de valores limites para óleos de transformadores em serviço, caso algum desses valores seja excedido deve-se investigar possíveis causas e realizar ações de manutenção conforme Quadro 2.

Quadro 3: referências de valores limites para óleos de transformadores em serviço segundo normas

Característica	Método de ensaio	≤ 36,2 kV	> 36,2 kV ≤ 72,5 kV	> 72,5 kV ≤ 242kV	> 242 kV
Índice de neutralização, mg KOH/g, máx	ABNT NBR 14248	0,20		0,15	0,15
Aparência	Visual	Claro isento de materiais em suspensão			
Ponto de fulgor °C	ABNT 11341	Decréscimo máximo de 10°C			
Sedimentos		Nenhum 34nferior ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados 34nferiors a 0,02% em massa podem ser desprezados			

Inibidor (DPBC)	ABNT NBR 12134	Renibir quando o valor atingir 0,09%		
Tensão interfacial, a 25°C, mN/m, mín	ABNT NBR 11341	Mínimo de 22		Mínimo de 25
Rigidez dielétrica (kV) eletrodo tipo calota, min.	NBR IEC 60156	40	50	60
Teor de água, ppm, máximo (em 20°C)	NBR 10710	25	15	10
Fator de perdas, %, máx a 25°C a 90°C a 100°C	NBR 12133	0,5 15 20		- 12 15

Fonte: ABNT NBR 10576:2017

É recomendado que após cada intervenção no óleo, como por exemplo a regeneração, sejam realizados os testes de enxofre corrosivo conforme ABNT NBR 10505: Líquidos isolantes elétricos – Determinação de enxofre corrosivo, DBDS conforme ABNT NBR 16412: óleo mineral isolante – determinação do teor de dibenzil dissulfeto por cromatografia em fase gasosa, Tolutriazol conforme técnica de Cromatografia Líquida – HPLC) e realizar ensaio de PCB conforme ABNT NBR 13882: Líquidos Isolantes Elétricos – Determinação do teor de bifenilas policloradas (PCB).

2.9. Análise de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante

O óleo isolante gera pequenas quantidade de gases quando é submetido à determinados tipos de fenômenos elétricos ou térmicos. A composição dos gases depende do tipo de anormalidade, sendo que o diagnóstico é feito a partir da avaliação individual dos níveis de determinados gases, que são chamados de gases chave, da interpretação da correlação entre gases e sua evolução ao longo da utilização do transformador (ABNT, 2012). O óleo deteriorado é aquele que apresenta produtos resultantes de sua oxidação, enquanto o óleo contaminado é aquele que apresenta água e outras substâncias distintas daquelas comumente encontradas no óleo (COSTA, 2015).

De acordo com a norma internacional IEEE Std C57.104-2019: Guia para interpretação de gases gerados em transformadores imersos a óleo, os gases chave permitem a identificação dos fenômenos que ocorrem nos transformadores de potência:

Quadro 4: Principais falhas relacionadas aos gases na análise de óleo.

INDICAÇÃO/GÁS	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	H ₂
Envelhecimento de celulose	x	x					
Decomposição de óleo mineral			x	x	x	x	x
Vazamentos no óleo de expansão, contatos, soldas, etc		x					
Faltas térmicas envolvendo celulose	x	x	x				x
Faltas térmicas no óleo entre 150 – 300°C			x		traços	x	x
Faltas térmicas no óleo entre 300 – 700°C			x	traços			x
Faltas térmicas no óleo acima de 700°C			x	x	x		x
Descargas parciais			x	traços			x
Arcos elétricos			x	x	x		x

Fonte: Adaptado IEEE (2015); IEC (2016)

Ainda existem gases atmosféricos que auxiliam na detecção do tipo de falta:

Quadro 5: Fenômenos comuns associados aos gases atmosféricos.

Gás	Fenômenos mais comuns associados
Nitrogênio (N ₂)	Não relacionado com defeito, mas é útil na interpretação dos demais gases
Oxigênio (O ₂)	Vazamentos no tanque do óleo de expansão; problemas nos contatos e soldas; falhas térmicas envolvendo cellulose.

Fonte: IEEE (2015)

A análise de gases dissolvidos permite a identificação de:

- i. Descargas de baixa intensidade de energia
- ii. Descargas de alta intensidade de energia
- iii. Descargas parciais
- iv. Falhas térmicas

Descargas de baixa intensidade de energia (em ordem de nano a pC) em transformadores de potência deterioram de forma relevante a isolação do papel isolante, causando pequenos pontos de carbonização. São exemplos de descargas de baixa energia: centelhamento e arcos de baixa energia (MARQUES, 2014). Falhas de baixa energia podem evoluir para falhas de alta energia caso exista alguma alteração nas propriedades elétricas do meio isolante (LIMA, 2021).

A ocorrência de descargas de alta intensidade de energia pode causar carbonização de grandes áreas do papel isolante, fazendo com que o material tenha suas características degradadas. O arco elétrico é a forma mais comum de manifestação das descargas de alta intensidade de energia em transformadores de potência (MARQUES, 2014).

Falhas térmicas refletem na ocorrência de pontos quentes no equipamento, podendo ter diversas origens, como: operação em sobrecarga, torque excessivo ou insuficiente das conexões, zonas de desgaste em contatos e soldas, desgaste do material isolante, entre outros. Pontos quentes internos ao transformador podem causar carbonização do isolamento celulósico, afetando seu desempenho e favorecendo a ocorrência de outros tipos de falha. A localização dos pontos quentes pode ser auxiliada com uma inspeção termográfica feita de maneira correta (MARQUES, 2014).

A análise de gases deve ser realizada dentro de uma periodicidade razoável que resulte em um correto e eficaz acompanhamento do surgimento, evolução e severidade de determinados problemas.

A identificação e a quantificação dos tipos de gases são usadas para o planejamento da manutenção. Após a identificação dos gases presentes no óleo analisado, são propostos alguns métodos na literatura com o intuito de avaliar o envelhecimento natural da isolação, bem como a detecção e caracterização de falhas. A motivação e empenho a essa metodologia é justificada pela quantidade de falhas a serem identificadas, bem como pela qualidade e confiabilidade dos resultados alcançados (COSTA, 2015).

A realização de uma análise de gases isoladamente não permite um correto diagnóstico das condições do transformador, portanto é necessário que se leve em conta o histórico de análise, eventuais sobrecargas e falhas anteriores.

2.10. Teor de Furfuraldeído

Além das análises físico-química e cromatográfica, é possível se fazer a medição do teor de furfuraldeído no óleo isolante, que permite avaliar a deterioração do papel e

consequentemente monitorar o estado de conservação dos enrolamentos de um transformador. É uma ferramenta importante devido que não é possível realizar a coleta de amostras de papel isolante em um transformador em serviço e a partir do teor de furaldeído se faz a correção com um valor médio do grau de polimerização das bobinas (BECHARA, 2010). Segundo ABNT NBR 15349:2006 (Óleo mineral isolante - Determinação de 2-furfural e seus derivados), para o valor ser considerado satisfatório, os valores de 2-furfuraldeído até 1 ppm são considerados normais.

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

A análise de 2FAL não é realizada como ensaios de rotina nos transformadores de potência. Esse teste é principalmente utilizado quando há suspeita de envolvimento do papel em falha, caso o transformador fique muito tempo em sobrecarga, medição do grau de polimerização do isolamento do papel ou quando se deseja saber sobre o envelhecimento do transformador (SILVA, 2020).

3. METODOLOGIA

A avaliação técnica do estado de operação dos transformadores apresentados foi realizada com base nos registros das coletas do óleo isolante e com base nos ensaios elétricos realizados ao longo dos últimos dois anos. O procedimento de coleta do óleo segue a norma ABNT 7070 e, posteriormente, a amostra é enviada para análise em laboratório. Os ensaios elétricos, no entanto, não possuem padronização em sua execução e a ausência de histórico dos equipamentos de alta tensão torna-se um desafio para uma correta avaliação de desempenho do equipamento.

O desenvolvimento de uma ferramenta de análise para avaliação de transformadores de potência tem como base a norma ABNT NBR 10576 e na norma IEEE C57.104. Para isso foi realizado um estudo de caso com transformadores de uma subestação elevadora.

Para criação da ferramenta, que vêm sendo desenvolvida desde junho de 2022, dividiu-se as atividades em três passos: uma instrução de trabalho baseada na revisão bibliográfica, presente no Capítulo 2 deste trabalho, que destaca os principais pontos referentes à manutenção e proteção transformadores de potência; o histórico do equipamento, obtido por meio de uma pesquisa ao longo do tempo para obtenção dos resultados dos ensaios elétricos, físico-químicos e cromatográficos e, por fim, na criação de uma ferramenta de análise que reúna os resultados dos ensaios criando uma curva de tendência, consiga obter diagnóstico de falhas confiável e ao mesmo tempo crie um indicador que consiga exibir o resultado de maneira gerencial.

3.1. Transformadores analisados

Abaixo estão os dados dos transformadores analisados no estudo de caso:

Quadro 6: Dados dos transformadores analisados..

Número de série	Potência (MVA)	Tensão primário (kV):	Tensão secundário (kV):	Tipo
59201	12	44	90,8	Trifásico
2350811	5	6,6	55,8	Monofásico
2350812	5	6,6	55,8	Monofásico
2350813	5	6,6	55,8	Monofásico
2350814	5	6,6	55,8	monofásico
2350815	5	6,6	55,8	monofásico
2350816	5	6,6	55,8	monofásico

2350817	5	6,6	55,8	monofásico
2350818	5	6,6	55,8	monofásico
2350819	5	6,6	55,8	monofásico
2350824	7	6,6	55,8	monofásico
2350825	7	6,6	55,8	monofásico
2350826	7	6,6	55,8	monofásico
2350827	7	6,6	55,8	monofásico

Fonte: Autoria Própria

Informações sobre localização, criticidade, fabricante e ano de fabricação serão omitidos neste trabalho. Os transformadores em estudos possuem programas de manutenção preventiva respeitando periodicidade indicada na resolução normativa da ANEEL nº 861 de 26 de novembro de 2019. Os transformadores de 5 e 7 MVA estão fora da média de vida útil mencionada no Capítulo 1.

3.2.Ferramenta de análise

Dessa forma, a partir dos procedimentos definidos a partir de normas técnicas e revisado pela engenharia, após a definição dos transformadores que irão compor a base de dados bem como as características básicas necessárias de cada manutenção, a ferramenta foi desenvolvida no Microsoft Power BI devido a ser um *software* que possui boa interface gráfica com o usuário, demonstrando por meio de gráficos os dados obtidos no histórico de equipamentos, além de possuir uma atualização automática das planilhas de consulta o que permite que os dados sejam atualizados mais rapidamente sem precisar da atualização de algum usuário. Com a ferramenta é possível obter informações da condição de operação dos ativos contidos nessa base de dados e favorecer então o processo de tomada de decisão em curto prazo.

Para consolidação dos resultados das análises citadas, a classificação da ferramenta é realizada da seguinte forma:

- i. **NORMAL:** Equipamento operando com desempenho satisfatório e sem necessidade de alterar a periodicidade de intervenção.
- ii. **ALARME:** Equipamento com desempenho sob suspeita, com risco potencial em evoluir para desempenho insatisfatório e operação crítica. Necessidade de uma avaliação técnica para entender o contexto operacional e avaliação dos resultados para obtenção de parecer técnico.
- iii. **CRÍTICO:** Equipamento com desempenho insatisfatório, cuja falha pode trazer impactos para o sistema, impactos financeiros e/ou representar riscos

às pessoas e ao meio ambiente. Necessidade de alterar a periodicidade de intervenção, parecer técnico e a depender da gravidade retirar o ativo de operação para investigação.

A ferramenta desenvolvida foi desenvolvida com base nos Quadros 7-17 que serão apresentados posteriormente nesse Capítulo, validada para cada um dos ensaios com apenas um transformador, desenvolveu-se uma base de dados para todos os outros transformadores, onde a partir daí os dados foram tratados e aplicados para visualização na ferramenta. A identificação, potência e o tipo de transformador estão definidos no Quadro 6.

3.2.1. Limites para análise físico-química

A norma ABNT NBR 10576 foi utilizada como base para classificar a condição operacional do equipamento como mostra o Quadro 7.

Quadro 7: Limites dos critérios físico-químicos

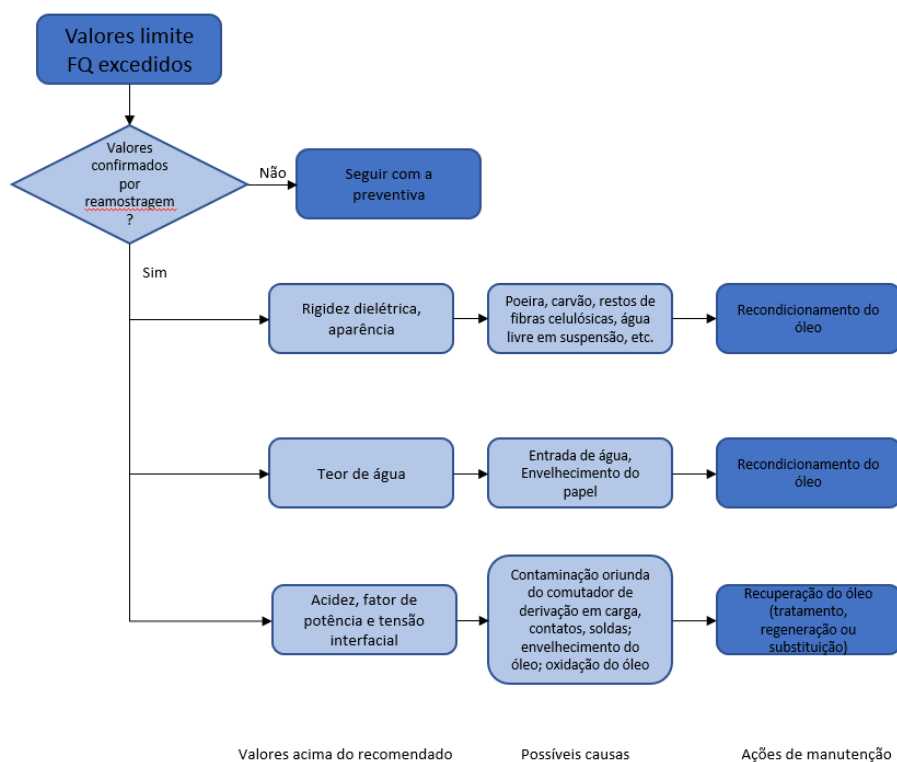
Característica	Equipamentos em operação		
	Normal	Alarme	Crítico
Índice de acidez total	$\leq 0,1$	$> 0,1$ e $< 0,15$	$\geq 0,15$
Fator de potência 100°C	$\leq 5,0$	$> 5,0$ e < 15	≥ 15
Tensão interfacial	≥ 30	> 25 e < 30	≤ 25
Densidade	$\geq 0,861$ e $\leq 0,900$	$< 0,861$ ou $> 0,900$	-
Teor de água	≤ 10	> 10 e < 25	≥ 25
Cor	$\leq 1,5$	$> 1,5$	-
Aparência	Claro e isento de materiais em suspensão	\neq Claro e isento de materiais em suspensão	-
Rigidez dielétrica	≥ 65	> 60 e < 65	≤ 60

Fonte: Adaptado ABNT (2017)

Para otimização da ferramenta e pensando na inserção posterior de outros transformadores com classe de tensões maiores, os valores de alarme e crítico foram estabelecidos com base no pior caso, por isso, é sempre necessário a avaliação técnica de cada caso levando em consideração especificações técnicas do equipamento. Com base

no CIGRE (2013), é possível aplicar a um fluxograma para gerar ações de manutenção com base na Figura 5.

Figura 11: Ações de manutenção para valores limites excedidos da análise físico-química.



Fonte: Adaptado CIGRE Brasil, GT A2.05 (2013)

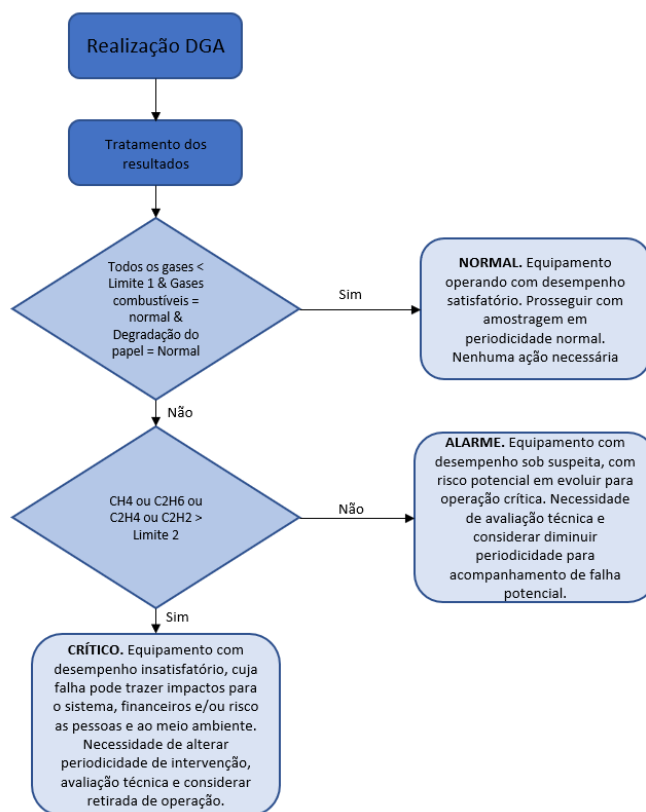
O recondicionamento consiste na redução das partículas de água e de alguns gases dissolvidos no óleo. A realização do recondicionamento se dá por meio de processos físicos, dentre eles a filtração, centrifugação e o tratamento termovácuo (ABNT, 2017).

A regeneração do óleo isolante consiste na remoção de seus contaminantes polares, podendo ocorrer de duas formas: por percolação ou por contato. Após o processo de regeneração e antes da reativação do equipamento, é recomendado que os aditivos do óleo sejam renovados, pois inibidores e passivadores de metais podem ser removidos ou reduzidos durante o processo (ABNT, 2017).

3.2.2. Limites para análise de gases dissolvidos

O IEEE (2009) sugere um fluxograma para análise de gases dissolvidos, onde estabelece diretrizes para considerar uma condição NORMAL, ALARME e CRÍTICO bem como seus respectivos valores.

Figura 12: Ações de manutenção para valores limites excedidos da análise de gases dissolvidos.



Fonte: Adaptado IEEE (2009)

O limite 1 descrito na Figura 11 está no Quadro 8 abaixo determina a condição de ALARME:

Quadro 8: 1º Limite de Concentração de Gases [ppm].

Gás	1º Limite de concentração de gases [ppm]
Hidrogênio (H ₂)	40
Metano (CH ₄)	20
Etano (C ₂ H ₆)	15
Etileno (C ₂ H ₄)	25
Acetileno (C ₂ H ₂)	2
Monóxido de carbono (CO)	500
Dióxido de carbono (CO ₂)	5000

Fonte: Adaptado IEEE (2009)

Abaixo está o 2º Limite de concentração de gases para o fluxograma, que determina a condição CRÍTICA

Quadro 9: 2º Limite de Concentração de Gases [ppm].

Gás	2º Limite de concentração de gases [ppm]
Hidrogênio (H ₂)	90
Metano (CH ₄)	50
Etano (C ₂ H ₆)	40
Etileno (C ₂ H ₄)	80
Acetileno (C ₂ H ₂)	3
Monóxido de carbono (CO)	600
Dióxido de carbono (CO ₂)	7000

Fonte: Adaptado IEEE (2009)

Adicionalmente, o IEEE (2009) recomenda que seja monitorado a concentração de gases combustíveis (H₂ + CH₄ + CO + C₂H₄ + C₂H₆ + C₂H₂) e a condição do isolamento celulósico (CO₂/CO). De acordo com a ABNT (2012), a formação de CO₂ e CO aumenta rapidamente com a temperatura quando essa tem origem da isolação de papel impregnada com óleo. O Quadro 10 indica os parâmetros inseridos na ferramenta.

Quadro 10: Parâmetro para total de gases combustíveis e degradação do papel.

Parâmetro	Unidade	NORMAL	ALARME	CRÍTICO
Total de gases combustíveis (TGC)	ppm	< 900	> 900 e < 2500	> 2500
Degradação do papel	CO ₂ /CO	> 3 e < 11	< 3 ou > 11	-

Fonte: Adaptado IEEE (2009); Adaptado ABNT (2012)

A formação de CO₂ e CO é originada da isolação do papel impregnada com óleo e depende da temperatura, influência da quantidade de oxigênio dissolvido em óleo e do envelhecimento de celulose (ABNT, 2012). Relação CO₂/CO menor que três indica provável defeito envolvendo papel com algum grau de carbonização e quando esta relação está maior que onze indica a probabilidade de defeito térmico envolvendo o isolamento sólido (ABNT, 2012).

Após o parecer do procedimento técnico é relevante que, para casos anormais, se investigue as causas dos níveis dos gases presentes no óleo. Para isso serão apresentados cinco métodos:

- i. Método do Gás Chave
- ii. Método de Doernenburg
- iii. Método de Rogers
- iv. Método da norma IEC 60599
- v. Método do triângulo de Duval

3.2.3. *Método do Gás Chave*

Método referência na norma IEEE C57.104, seu diagnóstico é baseado no fato que, quando existe uma falha em evolução no transformador, a concentração dos gases associados à falha, ultrapassará os valores normais de degradação da isolação em relação aos estabelecidos por norma. O gás que caracteriza o tipo de falha é chamado de gás chave. A norma IEEE C57.104 (2008) determina quatro principais situações que esse método pode ser avaliado:

- i. **Falha térmica envolvendo o óleo:** Produtos da decomposição incluem etileno e metano, junto com quantidades pequenas de hidrogênio e etano. Traços de acetileno podem ser formados se a falta for severa ou envolve contatos elétricos. Gás chave: etileno;
- ii. **Falha térmica envolvendo celulose:** Grandes quantidades de dióxido de carbono e monóxido de carbono. Gases como metano e etileno também podem ser formados se a falta envolver estruturas impregnadas de óleo. Gás chave: Monóxido de carbono;
- iii. **Descargas parciais de baixa energia:** Produzem hidrogênio e metano, com pequenas quantidades de etano e etileno. Quantidades razoáveis de monóxido de carbono e dióxido de carbono podem ser resultado de descargas envolvendo celulose. Gás chave: hidrogênio;
- iv. **Arcos elétricos:** Grandes quantidades de hidrogênio e acetileno são produzidas, com quantidades menores de metano e etileno. Dióxido de carbono e monóxido de carbono podem ser formadas em faltas envolvendo celulose. Óleo pode ser carbonizado. Gás chave: acetileno.

O método de gás chave é, em geral, empregado em situações que se deseja obter um diagnóstico aproximado do estado do transformador, ou ainda, situações em que já exista uma estimativa do tipo de falha que está ocorrendo (COSTA, 2015). Não é indicado para analisar falhas que se derivam de outras falhas, por não obter um resultado preciso.

3.2.4. Método de Doernenburg

O método de Dornenburg é uma forma empírica de identificação de falhas em transformadores e se baseia em um valor quantitativo dos gases dissolvidos no óleo mineral isolante (COSTA, 2015). Foi desenvolvido através do estudo de inúmeros transformadores e é uma técnica apresentada na norma IEEE C57.104. Esse método utiliza como referência as relações entre concentrações de alguns gases obtidos através da cromatografia gasosa do óleo isolante.

Quadro 11: Relação entre os gases pelo método de Doernenburg.

Diagnóstico	Relação entre os gases			
	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₂ /CH ₄	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
Falha térmica	> 1,0	< 0,75	< 0,3	> 0,4
Corona	< 1,0	INSIGNIFICANTE	< 0,3	> 0,4
Arco elétrico	> 0,1 e < 1,0	> 0,75	> 0,3	< 0,4

Fonte: IEEE (2009)

Por ser baseado em resultados empíricos, o método de Doernenburg é recomendável a utilização de outro método para validação de seu resultado.

3.2.5. Método de Rogers

Assim como o método de Dornenburg, o método de Rogers também é uma forma empírica para detecção de falhas nos transformadores de potência por meio da análise da concentração dos gases dissolvidos no óleo isolante. O método é recomendado pela norma IEEE C57.104.

Quadro 12: Relação entre os gases pelo método de Rogers.

Falhas	Razões			
	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₆ /CH ₄	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄
Normal	> 0,1 e < 1,0	< 1,0	< 1,0	< 0,5
Descargas parciais do tipo	≤ 0,1	< 1,0	< 1,0	< 0,5

corona				
Descargas parciais corona com trilhamento	$\leq 0,1$	$< 1,0$	$< 1,0$	$\geq 0,5$ e $< 3,0$ ou $\geq 3,0$
Descarga contínua	$> 0,1$ e $< 1,0$	$< 1,0$	$\geq 3,0$	$\geq 3,0$
Arco elétrico com grande dissipação de energia	$> 0,1$ e $< 1,0$	$< 1,0$	$\geq 1,0$ e $< 3,0$ ou $\geq 3,0$	$\geq 0,5$ e $< 3,0$ ou $\geq 3,0$
Arco elétrico com pequena dissipação de energia	$> 0,1$ e $< 1,0$	$< 1,0$	$< 1,0$	$\geq 0,5$ e $< 3,0$
Superaquecimento para 150°C	$\geq 1,0$ e $< 3,0$ ou $\geq 3,0$	$< 1,0$	$< 1,0$	$< 0,5$
Superaquecimento para 150 – 200°C	$\geq 1,0$ e $< 3,0$ ou $\geq 3,0$	$\geq 1,0$	$< 1,0$	$< 0,5$
Superaquecimento para 200 – 300°C	$> 1,0$ e $< 1,0$	$\geq 1,0$	$< 1,0$	$< 0,5$
Aquecimento dos condutores dos enrolamentos	$> 0,1$ e $< 1,0$	$< 1,0$	$\geq 1,0$ e $< 3,0$	$< 0,5$
Circulação de corrente elétrica no núcleo ou no tanque	$\geq 1,0$ e $< 3,0$	$< 1,0$	$\geq 3,0$	$< 0,5$

Fonte: Costa (2015)

Pode-se verificar pela tabela que o número de falhas possíveis de serem identificadas supera o fornecido pelo método de Dornenburg. No entanto, para o parecer técnico de um transformador por meio da análise de gases dissolvidos é conveniente o emprego de ambas as metodologias para se obter uma comparação de resultados (COSTA, 2015).

3.2.6. Método da norma IEC 60599

O método da norma IEC 60599 se baseia no método de Rogers, utilizando as mesmas relações entre os gases. Para o processo de identificação de falha se difere e ocorre em duas etapas (LIMA, 2021). A primeira etapa é feita a correlação das taxas de acetileno (C_2H_2) com etileno (C_2H_4), metano (CH_4) com hidrogênio (H_2) e etileno (C_2H_4)

com etano (C_2H_6). A partir do resultado das razões entre gases, deve ser feita a correção de valores conforme:

Quadro 13: Dígito pela relação dos gases segundo IEC 60599.

Relação	Dígito		
	0	1	2
C_2H_2/C_2H_4	$\leq 0,1$	$> 0,1$ e $\leq 3,0$	$> 3,0$
CH_4/H_2	$> 0,1$ e $\leq 1,0$	$\leq 0,1$	> 1
C_2H_4/C_2H_6	$\leq 1,0$	$> 1,0$ e $\leq 3,0$	$> 3,0$

Fonte: Lima (2021)

Os dígitos obtidos na primeira etapa, ao serem combinados formarão um código, que a partir desse é possível realizar a identificação da anomalia (LIMA, 2021).

Quadro 14: Relação dos gases segundo norma IEC 60599.

Caso	Falha característica	Relação de gases			Exemplos	Pode causar
		C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6		
Normal	Sem falha	0	0	0	Envelhecimento normal	Diminuição da rigidez elétrica do óleo
DP	Descargas parciais de pequena densidade de energia	0	1	0	Descargas nas bolhas de gás resultantes de impregnação incompleta, de supersaturação ou de alta umidade.	Perfurações carbonizadas no papel.
D1	Descargas parciais de alta densidade de energia	1	1	0	Como acima, porém podendo provocar perfuração da isolamento sólida.	
D2	Descargas de energia reduzida	1-2	0	1-2	Centelhamento contínuo no óleo devido a más conexões de diferentes potenciais. Ruptura dielétrica do óleo entre materiais sólidos	Carbonização da superfície e furos no papel.
D2	Descargas de alta energia	1	0	2	Descargas de potência. Arco. Ruptura dielétrica do óleo entre enrolamentos, entre espiras ou entre espiras e massa.	Extensiva destruição e carbonização do papel, fusão do metal interno, extensiva carbonização do óleo, atuação de proteção

						intrínseca
T1	Falha térmica de baixa temperatura > 150°C	0	0	1	Aquecimento generalizado de condutor isolado	Escurecimento do papel
T2	Falha térmica de baixa temperatura 150°C – 300°C	0	2	0	Sobreaquecimento local do núcleo devido à concentrações de fluxo. Pontos quentes de temperatura crescente, desde pequenos pontos no núcleo, sobreaquecimento do cobre devido à correntes de Foucault, maus contatos (formação de carbono por pirólise) até pontos quentes devido a correntes de circulação entre núcleo de carcaça	
T3	Falha térmica de temperatura média 300°C – 700°C	0	2	1		
T4	Falha térmica de alta temperatura	0	2	2		Carbonização do papel e do óleo

Fonte: Adaptado IEC (2015); LIMA (2005)

3.2.7. Método do Triângulo de Duval

O método do triângulo de Duval é o mais preciso entre os métodos apresentados e é recomendado pela norma IEC 60599 bem como a ABNT NBR 7274 (Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço). Esse método se baseia na proporção direta entre as concentrações de metano (CH₄), acetileno (C₂H₂) e etileno (C₂H₄), através da porcentagem de cada um dos três em relação a sua soma (LIMA, 2021).

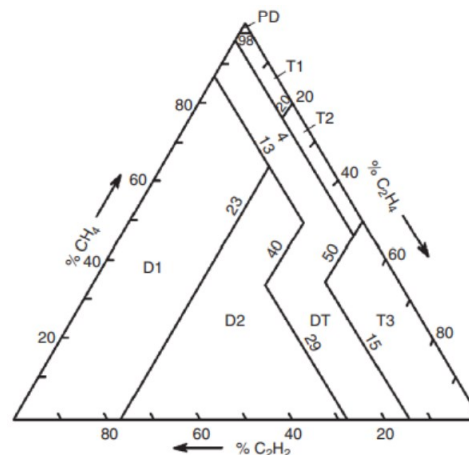
$$\% \text{ acetileno} = \frac{100 \times \text{acetileno}}{\text{acetileno} + \text{etileno} + \text{metano}}$$

$$\% \text{ etileno} = \frac{100 \times \text{etileno}}{\text{acetileno} + \text{etileno} + \text{metano}}$$

$$\% \text{ metano} = \frac{100 \times \text{metano}}{\text{acetileno} + \text{etileno} + \text{metano}}$$

A partir das relações percentuais dos gases em questão presentes na amostra é possível aplicar o método, traçando três retas, cada uma delas partindo do lado correspondente do triângulo. Após dividir o triângulo em sete áreas distintas, cada uma representa o tipo de falha, o diagnóstico da condição da amostra é obtido através da área que se encontra o ponto de intersecção das três retas traçadas (LIMA, 2021)

Figura 13: Triângulo de Duval.



Fonte: Duval (2002)

O método contempla a existência de sete tipos de falhas:

- i. D1 – Descargas de baixa energia
- ii. D2 – Descargas de alta energia
- iii. DT – Arco elétrico e falha térmica
- iv. T1 – Falha termina < 300°C
- v. T2 – Falha térmica entre 300°C – 700°C
- vi. T3 – Falha térmica > 700°C
- vii. PD – Descargas parciais do tipo corona

É importante lembrar que, em concentrações de gás abaixo do limite de detecção do método DGA, a incerteza de medição pode ser grande. Logo, não é recomendado basear os diagnósticos do tipo de falha ou decisões práticas para valores muito baixos (LIMA, 2021). Também não é recomendável a identificação do tipo de falha se os níveis de gás estiverem abaixo do limite de ALARME.

3.2.8. Limites para ensaio de resistência Ôhmica de enrolamento

A resistência elétrica dos enrolamentos varia com a temperatura. Para uma base comparativa, a ABNT (2007) determina que a resistência elétrica deve ser referida a mesma temperatura. Para o estudo de caso proposto nesse trabalho, o transformador foi referenciado a 75° C. Após a realização dos testes, além da correção da medida realizada para temperatura de referência, o responsável deve comparar os valores obtidos no teste com o histórico do equipamento ou com os dados de fábrica. Em caso de discordâncias muito altas, a IEEE (2015) sugere valores acima de 10%, devem ser pesquisadas a existência de anomalias e a ferramenta indicará nível de alarme. Algumas dessas anomalias podem estar relacionadas a correntes de Foucault, número incorreto de espiras, dimensões incorretas de condutor, indicar a existência de curto-circuito entre espiras e falhas em contatos e conexões (SOUSA, 2012). Também é importante verificar se já houve reparos nos terminais dos enrolamentos ou chaves comutadoras (CARRUSCA, 2021).

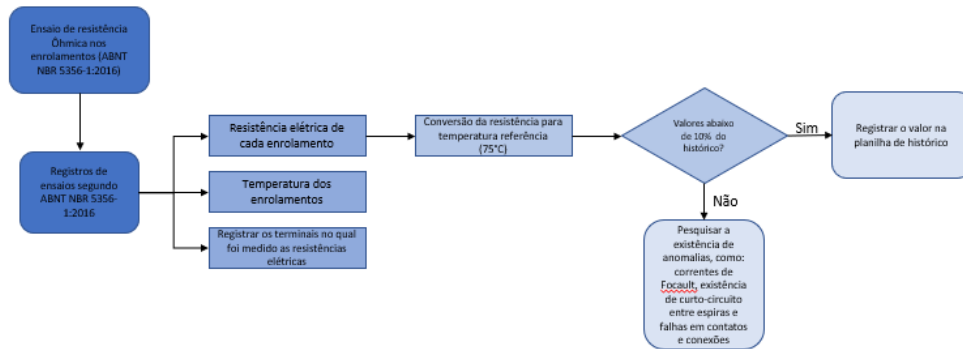
Quadro 15: Parâmetros para o ensaio de resistência ôhmica de enrolamento.

Parâmetro	Unidade	NORMAL	CRÍTICO
Resistência Ôhmica de enrolamento	Ω	Desvio $\leq 10\%$	Desvio $> 10\%$

Fonte: Autoria própria

Como é possível perceber, segundo o Quadro 15 quando é gerado um desvio do valor anterior com o atual maior do que 10% o equipamento já é tratado como crítico, pois suspeita-se de falhas que podem envolver grandes quantidades de energia, como por exemplo o curto-circuito. O fluxograma da figura 8 é uma adaptação da ABNT (2007) e indica o procedimento do que deve ser registrado e sugere ações de manutenção baseadas no resultado do ensaio elétrico.

Figura 14: Ações de manutenção para valores limite excedidos para o ensaio de resistência ôhmica de enrolamento.



Fonte: Adaptado ABNT (2007)

3.2.9. Limites para o ensaio de relação de transformação

Para avaliação do resultado, a ABNT (2007) sugere que os valores não devem diferir em $\pm 0,5\%$. Em caso de discordâncias muito altas, devem ser pesquisadas a existência de anomalias. A utilização deste teste pode ajudar a identificar o desempenho do comutador de derivação, polaridades, possíveis curtos-circuitos entre espiras, enrolamentos abertos, conexões de enrolamento incorretas, defeitos de fabricação, entre outras falhas dentro do transformador.

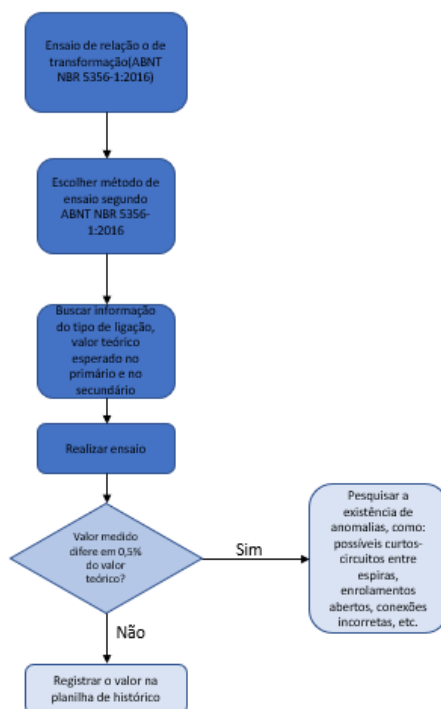
Quadro 16: Parâmetros para o ensaio de relação de transformação.

Parâmetro	Unidade	NORMAL	CRÍTICO
Relação de transformação	unidimensional	Desvio $\leq \pm 0,5\%$	Desvio $> 0,5\%$

Fonte: Autoria própria

Novamente, não há nível de alarme para esse ensaio elétrico, pois a não conformidade do desvio pode desencadear falhas maiores. O fluxograma da figura 9 é uma adaptação da ABNT (2007) e indica o procedimento do que deve ser registrado e sugere ações de manutenção baseadas no resultado do ensaio elétrico.

Figura 15: Ações de manutenção para valores limite excedidos para o ensaio de relação de transformação.



Fonte: Adaptado ABNT (2007)

3.2.10. Limites para o ensaio de resistência ôhmica de isolamento

Baseado na norma ABNT (2022) os valores mínimos aceitáveis para um transformador imerso em óleo isolante é de cerca de 1,5 MΩ/kV da classe de isolamento para 75°C e para cerca de 30 MΩ/kV da classe de isolamento para 30°C.

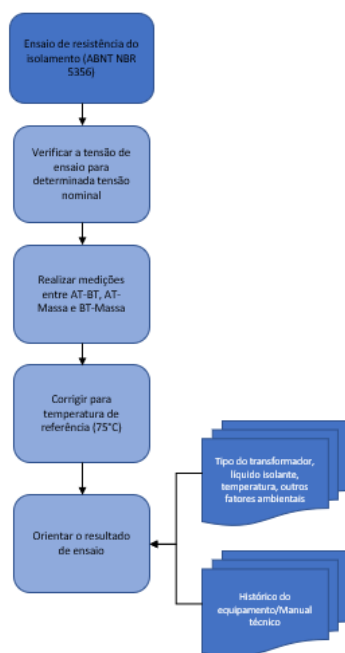
Quadro 17: Parâmetros para o ensaio de resistência de isolamento.

Parâmetro	Unidade	NORMAL	ALARME	CRÍTICO
Resistência Ôhmica de Isolamento	MΩ	≥ 1,5 MΩ/kV	< 1,5 MΩ/kV	-

Fonte: Autoria própria

O fluxograma da figura 10 é uma adaptação da ABNT (2007) e indica o procedimento do que deve ser registrado e sugere que o ensaio de resistência ôhmica de isolamento é, na verdade, orientativo não podendo gerar níveis críticos. O nível de criticidade, quando se suspeita de uma falha envolvendo o isolamento do transformador, deve ser complementado com informações físico-químicas, análise de gases dissolvidos e, por fim, pelo grau de polimerização.

Figura 16: Ações orientativas para valores limite excedidos para o ensaio de resistência ôhmica de isolamento.



Fonte: Autoria própria

4. RESULTADOS E ANÁLISES

A partir da ferramenta é possível realizar a análise dos parâmetros físico-químicos, dos gases dissolvidos no óleo e de alguns ensaios elétricos. Com os dados tratados no programa Power BI foi possível obter uma visualização gráfica de curvas de tendência a partir dos resultados. Quando o parâmetro se encontra em ALARME ou CRÍTICO, a condição do equipamento é baseada de acordo com a pior avaliação dos parâmetros.

De acordo com os resultados obtidos, abaixo estão classificados os equipamentos de acordo com o resultado da ferramenta e a sua respectiva análise

4.1. Análise físico-química

Inicialmente, foi utilizado o transformador 59201 como teste para validação dos resultados. Após a correta validação, os treze transformadores restantes foram inseridos a base de dados. Com o resultado da análise físico-química de 2022, estes foram os status obtidos com a ferramenta:

Quadro 18: Resultado da análise físico-química.

Número de série	Análise Físico-Química	Teor de água (ppm)	FP 100°C (%)	Rigidez Dielétrica (Kv)	Índice de neutralização (mgKOH/g)	Tensão interfacial (Mn/m)
2350811	Alarme	20	1,62	69	0,02	30
2350812	Alarme	14	1,89	70	0,02	28,6
2350813	Crítico	22	1,73	54	0,02	38,1
2350814	Crítico	18	1,33	50	0,02	29,2
2350815	Crítico	17	1,96	50	0,03	29,5
2350816	Alarme	17	0,9	64	0,02	33,2
2350817	Crítico	21	2,98	50	0,1	22,3
2350818	Crítico	14	3,96	75	0,2	16,7
2350819	Alarme	14	1,29	69	0,02	30,4
2350825	Crítico	17	2,96	55	0,06	23,7
2350826	Crítico	21	3,2	57	0,17	16,7

Fonte: Autoria Própria

Dentre os equipamentos listados, o equipamento 2350819 é um falso positivo, pois seu valor de ALARME foi acionado na ferramenta para 10 ppm, mas seu teor de água é de 14 ppm não caracterizando, por norma de acordo com sua classe de tensão, um real nível crítico. O mesmo acontece com a rigidez dielétrica, todos os equipamentos estão com seus valores dentro dos limites estabelecidos por norma definidos no quadro 8.

Portanto, segundo a análise físico-química obtida na ferramenta é possível classificar os transformadores de tal forma

Quadro 19: Validação da ferramenta de acordo com os parâmetros estabelecidos.

Resultado	Quantidade de transformadores	Valor percentual (%)
Normal	3	21,43%
Alarme	3	21,43%
Crítico	7	50%
Falso-Positivo na ferramenta	1	7,14%
Total	14	100 %

Fonte: Aatoria própria

Todos os equipamentos deverão passar por uma reamostragem para confirmação do valor. Os equipamentos que estão com níveis de alarme e/ou crítico no teor de água, índice de acidez total e tensão interfacial se faz necessário, além da contraprova, uma verificação do estado do papel isolante e verificação em campo da condição do sistema de conservação do óleo que causem possíveis entradas de água no transformador. O acondicionamento, regeneração ou substituição do óleo só deve ser feito após a identificação da causa do possível contaminante. As possíveis ações de manutenção são estabelecidas segundo o quadro 2 presente no Capítulo 2.

4.2. Análise de Gases dissolvidos

A análise dos gases dissolvidos no óleo mineral isolante foi realizada a partir da ferramenta desenvolvida para os quatorze transformadores de potência. Novamente, o transformador 59201 foi utilizado como teste para validação das condicionais presentes na ferramenta e após a correta validação, os treze transformadores restantes foram inseridos. Com o resultado da cromatografia realizada em 2022, abaixo estão os status obtidos pela ferramenta em ppm:

Quadro 20: Resultado dos gases dissolvidos no óleo isolante .

Número de série	Análise de Gases	H ₂	CO ₂ /CO	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	TGC
-----------------	------------------	----------------	---------------------	-----------------	----	-----------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-----

	Dissolvidos									
59201	Alarme	1	26,923	0	26	700	0	0	0	27
2350811	Alarme	2	39,398	0	133	5240	1	15	0	152
2350812	Alarme	2	11,171	0	111	1240	0	5	0	118
2350813	Alarme	3	53,481	0	89	4760	2	4	0	98
2350814	Alarme	2	32,483	0	153	4970	1	17	0	173
2350815	Alarme	2	20,202	0	99	2000	1	7	0	109
2350816	Alarme	2	26,438	0	73	1930	1	7	0	83
2350817	Alarme	4	24,450	0	200	4890	2	32	0	238
2350818	Alarme	7	26,599	0	297	7900	4	25	0	333
2350819	Alarme	2	41,864	0	59	2470	1	2	0	64
2350824	Alarme	2	26,929	0	140	3770	1	23	0	166
2350825	Alarme	1	15,965	0	57	910	0	4	0	62
2350826	Alarme	3	38,145	0	124	4730	1	12	0	16
2350827	Alarme	6	26,919	0	198	5330	2	23	0	229

Fonte: Autoria própria

Quadro 21: Validação da ferramenta de acordo com os parâmetros estabelecidos.

Resultado	Quantidade de transformadores	Valor percentual (%)
Normal	0	0%
Alarme	14	100%
Crítico	0	0%
Falso-Positivo na ferramenta	0	0%
Total	14	100 %

Fonte: Autoria própria

Dos equipamentos, todos apresentam nível de alarme por causa da relação CO_2/CO estarem maiores que onze indicando a probabilidade de evolução de defeito térmico envolvendo o isolamento sólido. Para os transformadores monofásicos, que estão fora da vida útil, a provável causa de alarme é a indicação de envolvimento do papel em falhas sendo necessário realizar um estudo para avaliar a importância do equipamento no sistema no qual ele está conectado, simular riscos de falhas e possuir uma análise sobre a substituição dos equipamentos. A diminuição da periodicidade de acompanhamento é fundamental, especialmente para os equipamentos que os valores de concentração dos gases metano, etileno, etano e acetileno se aproximam do Quadro 9.

Para o transformador trifásico, que está dentro da sua vida útil, é necessário, além da contraprova para validação do resultado, verificar se possível o histórico de carga do equipamento e realizar ensaio de grau de polimerização conforme mencionado pela ABNT NBR 15349:2006, mencionado no Capítulo 2 deste trabalho, para saber o nível de degradação do papel isolante. Com a determinação do nível de degradação do papel

isolante, é possível estimar o final de vida útil do equipamento e realizar o estudo da sua possível substituição.

Dentre todos os equipamentos em alarme, o equipamento 2350817 possui o gás etileno em com proporções acima do primeiro limite estabelecido no Quadro 8. A presença desse gás se faz necessário a avaliação do equipamento a partir dos métodos de diagnóstico de falhas apresentados no Capítulo 2, bem como diminuir a periodicidade de amostragem para acompanhamento da provável falha. Caso o valor da próxima amostragem se aproxime do limite indicado no Quadro 9 é indicado que este transformador seja retirado de operação.

Quadro 22: Diagnóstico de falhas aplicado na ferramenta .

Diagnóstico de falhas				
Gás chave	Método de Dornenburg	Método de Rogers	Método IEC 60599	Método de Duval
Falha térmica envolvendo celulose	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Falha térmica > 700°C

Fonte: Autoria própria

Para os transformadores 2350818, 2050826 e 2350827 que os valores de etileno se aproximam do limite definido no Quadro 8 é recomendado uma diminuição em sua amostragem para acompanhamento do surgimento de prováveis falhas e um estudo dos seus ensaios elétricos para acompanhar prováveis falhas.

De acordo com o IEEE (2009), os transformadores classificados como alarme, devido aos níveis de gás que excederem o quadro 8, especialmente para os níveis altos de óxidos de carbono, devem passar por um processo de reamostragem para confirmação dos valores e caso exista uma estabilização ou diminuição na geração desses gases, estando menores que os valores do quadro 8, podem ser reatribuídos a frequência normal de amostragem e reclassificados como normal.

4.3. Ensaios elétricos

Para a validação da ferramenta em relação aos ensaios elétricos, o transformador 59201 foi utilizado como teste. O maior obstáculo encontrado foi a falta de um histórico dos ensaios elétricos dos transformadores e de uma padronização para medição para compor uma base de dados normatizada. Para o ensaio de resistência ôhmica dos

enrolamentos os valores já convertidos a 75°C do histórico encontrados estão presentes no Quadro 20:

Quadro 23: Resultado do ensaio de resistência ôhmica de enrolamento para 59201.

Transformador	Resistência ôhmica de enrolamento [Ω]					
	2021			2022		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0	H1-H0	H2-H0	H3-H0
59201	1,37	1,310	1,32	1,493	1,313	1,317
	X1-X2	X2-X3	X3-X1	X1-X2	X2-X3	X3-X1
	0,468	0,466	0,485	0,459	0,459	0,523

Fonte: Autoria própria

Para o lado de alta tensão, o maior aumento de valores encontrado está nos enrolamentos H1 – H0 correspondendo a um desvio de 8,234% no valor da resistência ôhmica nos enrolamentos. Para o lado de baixa tensão, o maior aumento de valores encontrado está nos enrolamentos X3 – X1 correspondendo a um desvio de 5,273% no valor da resistência ôhmica nos enrolamentos. O IEEE (2015) sugere que valores de desvio acima de 10% sejam investigadas anomalias, portanto, apesar de o ensaio estar dentro dos níveis normais para aprovação pela ferramenta, seu valor se aproxima de um nível crítico sendo necessário diminuir o tempo de sua manutenção preventiva para este ensaio e acompanhar o provável ponto de falha nos enrolamentos H1-H0.

Para o ensaio de relação de transformação os valores do histórico encontrados estão presentes no quadro 21:

Quadro 24: Resultado do ensaio de relação de transformação.

Transformador	Relação de transformação					
	Relação teórica = 1,191					
	2021			2022		
59201	H1H0-X1X2	H2H0-X2X3	H3H0-X3X1	H1H0-X1X2	H2H0-X2X3	H3H0-X3X1
	1,191	1,192	1,191	1,194	1,194	1,194

Fonte: Autoria própria

O maior aumento de valores está presente em H3H0-X3X1 com desvio de 0,251%. A ABNT (2017) sugere que os valores não devem diferir em $\pm 0.5\%$, portanto, o ensaio do transformador está aprovado, não irá gerar nível de alarme na ferramenta e não é necessário investigar anomalias.

Para o ensaio de resistência ôhmica. O histórico desses valores estão presentes no quadro 22:

Quadro 25: Resultado do ensaio de resistência ôhmica de isolamento.

Transformador	Resistência Ôhmica de Isolamento [MΩ]					
	2021			2022		
59201	AT-BT	AT-M	BT-M	AT-BT	AT-M	BT-M
		8000	105000	6700	33000	28000

Fonte: Autoria própria

Esse ensaio foi realizado nos enrolamentos de alta tensão medindo a resistência ôhmica de cada enrolamento da fase com o neutro. A ABNT (2022) especifica que é necessário possuir, no mínimo, 1,5MΩ para cada kV e os resultados são considerados satisfatórios, não gerando alarme na ferramenta. A discrepância de valores entre os anos pode ser justificada também pela diferença de umidade de ar e temperatura na hora de realização dos ensaios.

Portanto, para os ensaios elétricos, a ferramenta se mostrou validada com o transformador 59201, gerando indicadores normatizados.

4.4. Proteção dos transformadores de potência

Para os transformadores analisados no estudo de caso, o estudo de seletividade contempla como proteções principais as funções ANSI 50 e 51, bem como a função 87, que é usualmente empregada para transformadores. As funções mencionadas estão descritas no Quadro 1 com suas respectivas ações de manutenção. A parametrização dessas funções e o estudo de seletividade não serão abordados nesse trabalho.

Com relação as proteções intrínsecas, todos os transformadores possuem indicador de nível de óleo, válvula de alívio, relé de gás e termômetro do óleo. As manutenções nos dispositivos de proteção constam no plano de manutenção e são realizados conforme norma ABNT NBR 16367-7:2015 (Acessórios para transformadores e reatores de sistemas de potência imersos em líquido isolante – Parte 7: Relé detector de gás tipo Buchholz), ABNT NBR 16367-2:2015 (Acessórios para transformadores e reatores de sistemas de potência imersos em líquido isolante – Parte 2: Dispositivos de alívio de pressão), ABNT NBR 16367-3:2015 (Acessórios para transformadores e reatores de sistemas de potência imersos em líquido isolante – Parte 3: Indicadores de temperatura do óleo e do enrolamento) e ABNT NBR 16367-4:2015 (Acessórios para transformadores e reatores de sistemas de potência imersos em líquido isolante – Parte 4: Monitor digital de temperatura do óleo e do enrolamento).

5. CONCLUSÕES

Foi realizado um estudo de caso em uma subestação elevadora em uma usina hidrelétrica, com a implementação da ferramenta foi possível realizar o histórico do equipamento, padronização na análise de dados e, futuramente, um plano de manutenção mais eficiente baseado no contexto operacional e normas técnicas. Para isso, foram abordados no trabalho o funcionamento básico de um transformador de potência, conceitos básicos de manutenção, ensaios necessários para seu funcionamento e um parecer técnico, como a manutenção deve ser realizada e as proteções necessárias para aumentar sua eficiência.

Durante a realização do trabalho, tornou-se evidente a necessidade de ferramentas de gestão de ativos confiáveis para acompanhamento e avaliação técnica dos equipamentos, bem como um plano de manutenção eficiente e a aplicação padronizada de práticas de manutenção normatizadas para transformadores de potência. Foi possível observar, que a ferramenta desenvolvida consegue suprir toda análise técnica necessária para o equipamento, tornando a análise dinâmica e útil, pois a análise de falhas mostra-se útil para redução de manutenções corretivas e ajuda a definir a correta periodicidade das manutenções preditivas e preventivas.

Com relação aos ensaios, verificou-se que são recomendados por normas técnicas e com uma correta avaliação técnica e periodicidade podem aumentar a confiabilidade e vida útil do transformador. Tais investimentos são importantes para evitar manutenções corretivas não programadas, bem como fazem parte de um sistema de gestão de ativos, que visa aumentar sua vida útil, diminuindo a frequência de intervenções no equipamento e, conseqüentemente, gerando maiores receitas financeiras para as empresas.

Como estudo futuro, com o intuito de complementar este trabalho, podem ser inseridas ferramentas de aprendizagem de máquina aplicados a estudos de alta tensão, estudos relacionados a manutenção preditiva para transformadores de potência, inserção de outros equipamentos de alta tensão na ferramenta e estudos relacionados a substituição de equipamentos fora da vida útil.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 5356-1: Transformadores de Potência – Parte 1: Generalidades**. Rio de Janeiro. 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **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.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 7036: Recebimento, armazenagem, instalação e manutenção de transformadores de distribuição até a classe de tensão de 36,2 kV imersos em líquido isolante**. Rio de Janeiro, 2022.

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

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 474 de 16/02/2012. Estabelece novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico**. Disponível em: < <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=41&data=16/02/2012> >. Acesso em: 01 de junho de 2022.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 861 de 26 de novembro de 2019. Dispõe sobre a definição da Base de Dados das Instalações de Transmissão de energia elétrica e dá outras providências**. Disponível em: < <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-861-de-26-de-novembro-de-2019-231012964> >. Acesso em: 10 de julho de 2022.

CARRUSCA, Gabriel Martins. **Ensaio de Manutenção para Transformadores de Potência a Óleo com Tensão Superior a 69 kV**. 85 p. Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / DEE – Departamento de Engenharia Elétrica. Rio de Janeiro: UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA/DEE, 2021.

D'AJUZ, Ary. **Equipamentos elétricos: especificação e aplicação em subestações de alta tensão**. Rio de Janeiro, Furnas 1985.

DUCHARME, Christian. **Modelagem e Otimização do Programa de Manutenção de Transformadores de Potência**. 111 p. Dissertação (mestrado) – UFCG / COPPE / Programa de Engenharia Elétrica. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

FONSECA, Jackson Farias. **Elementos de manutenção de transformadores de potência**. 2014. 97 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado - Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2014.

FRONTIN, Sérgio de Oliveira (et al). **Equipamentos de alta tensão – prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas**. 984 p. Brasília: Teixeira, 2013.

GT A2.05. **Guia de manutenção para transformadores de potência**. CIGRE Brasil – Grupo de Trabalho A2.05, 2013.

IEEE Power and Energy Society. **IEEE Std C57.104-2019: IEEE Standard Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers**. 2015.

IEEE Power and Energy Society. **IEEE Std C57.12.90-2015: IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers**. 2015.

IEEE Power and Energy Society. **IEEE Std C57.12.00-2015: IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers**. 2015.

International Standard. **IEC 60599: Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis.** 2015.

JOÃO, Mamede Filho. **Manual de equipamentos elétricos** / João Mamede Filho – 3ª ed – Rio de Janeiro: LTC, 2005.

JOÃO, Mamede Filho; FILHO, Daniel Ribeiro Mamede. **Proteção de sistemas elétricos de potência.** Rio de Janeiro: LTC, 2013

LIMA, Renan Augusto Baldan. **Avaliação da condição e criticidade de transformadores e autotransformadores isolados a óleo.** 2021. 66 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado - Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2021.

MARTINS, Maria. (2009). **Gestão da vida útil dos transformadores.** Ciência & Tecnologia dos Materiais. 21. 2-9.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **ONS RE 3/0081/2015: Filosofias de Proteção das Unidades Geradoras Despachadas Centralizadamente pelo ONS.** Cidade Nova, RJ. 2015.

PAULINO, Marcelo. **Capítulo IV: Ensaio de resistência ôhmica de enrolamentos e avaliação do comutador sob carga.** O Setor Elétrico: Manutenção de Transformadores. 19 de maio de 2014. Disponível em: < <https://www.osetoelettrico.com.br/fasciculos/manutencao-de-transformadores/> > . Acesso em: 23/05/2022.

PAULINO, Marcelo. **Capítulo V: Polaridade e relação em transformadores de potência.** O Setor Elétrico: Manutenção de Transformadores. 16 de junho de 2014. Disponível em: < <https://www.osetoelettrico.com.br/fasciculos/manutencao-de-transformadores/> > . Acesso em: 23/05/2022.

PAULINO, Marcelo. **Capítulo VII: Ensaio de resistência de isolamento e de rigidez dielétrica.** O Setor Elétrico: Manutenção de Transformadores. 18 de agosto de 2014.

Disponível em: < <https://www.osetoreletrico.com.br/fasciculos/manutencao-de-transformadores/>> . Acesso em: 23/05/2022.

SILVA, Luis Carlos da; SILVEIRA, Leonardo Gervásio. **Transformadores de Potência: Ensaio e Proteção**. 60 p. Trabalho de Conclusão de Curso. Minas Gerais. 2016.

SOUSA, Ismael; SANTOS, Rafael Paulo dos. **Diagnóstico em Transformadores de Potência através de ensaios de campo**. 106 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade do Sul de Santa Catarina. Palhoça - SC. 2012

APÊNDICE

Figura 3: Página inicial da ferramenta de análise POWER BI.



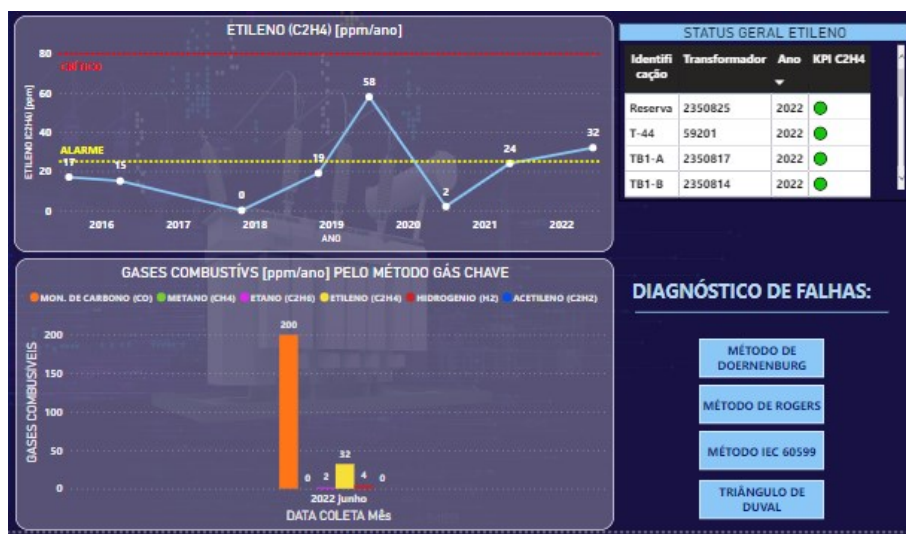
Fonte: Autoria própria

Figura 4: Exibição dos indicadores.

STATUS ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS											
Identificação	Transformador	Potencia (MVA)	Ano	STATUS CR	KPI H2	KPI CO2/CO	KPI CO	KPI CH4	KPI C2H6	KPI C2H4	KPI C2H2
TB2-B	2350811	5	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB2-A	2350812	5	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB3-B	2350813	5	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB1-B	2350814	5	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB3-C	2350815	5	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB3-A	2350816	5	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB1-A	2350817	5	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB1-C	2350818	5	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB2-C	2350819	5	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB4-A	2350824	7	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
Reserva	2350825	7	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB4-C	2350826	7	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
TB4-B	2350827	7	2022	●	●	●	●	●	●	●	●
T-44	59201	12	2022	●	●	●	●	●	●	●	●

Fonte: Autoria própria

Figura 5: Exibição dos Gases combustíveis com curvas de tendência, indicadores e diagnóstico de falhas.



Fonte: Autoria própria