



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE TUCURUÍ
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCINO ASSUNÇÃO LEITE DE SOUSA

**COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DGA ONLINE E
LABORATORIAL PARA AVALIAÇÃO DO ESTADO DE ÓLEOS
MINERAIS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

TUCURUÍ

2023

MARCINO ASSUNÇÃO LEITE DE SOUSA

**COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DGA ONLINE E
LABORATORIAL PARA AVALIAÇÃO DO ESTADO DE ÓLEOS
MINERAIS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

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

Orientador:
Prof. Dr. André Felipe Souza da Cruz.

TUCURUÍ

2023

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a)
autor(a)**

S725c Sousa, Marcino Assunção Leite de.
Comparação entre os métodos DGA online e laboratorial
para avaliação do estado de óleos minerais de
transformadores de potência. / Marcino Assunção Leite de
Sousa. — 2023.
XXXIX f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. André Felipe Souza da Cruz
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) -
Universidade Federal do Pará, Campus Universitário de
Tucuruí, Faculdade de Engenharia Elétrica, Tucuruí, 2023.

1. Transformador de potência. 2. Óleo mineral
isolante. 3. Análise de gás dissolvido. I. Título.

CDD 621.314

MARCINO ASSUNÇÃO LEITE DE SOUSA

**COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DGA ONLINE E
LABORATORIAL PARA AVALIAÇÃO DO ESTADO DE ÓLEOS
MINERAIS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

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

Data de aprovação: 29/06/2023.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. André Felipe Souza da Cruz
Orientador - FEE/CAMTUC/UFPA

Prof. Dr. Raphael Barros Teixeira
Avaliador Interno - FEE/CAMTUC/UFPA

Eng. Otacílio R. de Oliveira Filho
Avaliador Externo - ELETROBRAS

TUCURUÍ

2023



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE TUCURUI

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO (TCC) Nº 8 / 2023 - CTUCU (11.16)

Nº do Protocolo: 23073.047056/2023-74

Tucuruí-PA, 29 de junho de 2023.

TÍTULO: COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DGA ONLINE E LABORATORIAL PARA AVALIAÇÃO DO ESTADO DE ÓLEOS MINERAIS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA		
DISCENTE: MARCINO ASSUNÇÃO LEITE DE SOUSA		
MATRÍCULA: 201233940038		
#	BANCA EXAMINADORA	CONDIÇÃO
1	Prof. Dr. André Felipe Souza da Cruz	Orientador
2	Prof. Dr. Raphael Barros Teixeira	Membro
3	Eng. Otacílio R. de Oliveira Filho	Membro
Data da Defesa: 29/06/2023	Hora Início: 9:15 hrs	Hora Término: 9:50 hrs

Trabalho Escrito (0 a 10 pontos por critério)	Examinador 1	Examinador 2	Examinador 3
Formatação	9,00	8,50	8,50
Linguagem (gramática e semântica)	7,00	7,00	7,00
Conteúdo técnico	6,50	7,50	6,50

Defesa Oral (0 a 10 pontos por critério)	Examinador 1	Examinador 2	Examinador 3
Sequência lógica de apresentação	7,00	8,00	8,00
Administração do tempo	10,00	10,00	10,00
Expressão oral	7,50	7,00	7,50
Domínio do tema	8,30	8,00	8,00

Média por examinador	7,90	8,00	7,93
Média Final	7,94		
Conceito Final	BOM		

(Assinado digitalmente em 30/06/2023 23:42)
ANDRE FELIPE SOUZA DA CRUZ
PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR
CTUCU (11.16)
Matrícula: ###531#4

(Assinado digitalmente em 29/06/2023 18:56)
RAPHAEL BARRROS TEIXEIRA
PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR
CTUCU (11.16)
Matrícula: ###056#9

(Assinado digitalmente em 30/06/2023 08:46)
OTACILIO RODRIGUES DE OLIVEIRA FILHO
DISCENTE
Matrícula: 2020#####5

Para verificar a autenticidade deste documento entre em
<https://sipac.ufpa.br/public/documentos/index.jsp> informando seu número: **8**, ano: **2023**,
tipo: **ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO (TCC)**, data de emissão:
29/06/2023 e o código de verificação: **db0f9a0eb3**

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, o meu Senhor que durante os momentos de batalha e dificuldade foi a força que me manteve de pé e nunca permitiu que eu desistisse dos meus sonhos.

Gostaria de agradecer minha família, em especial a minha esposa e filha por estarem presentes nos momentos difíceis da minha jornada, e principalmente compreenderem minha ausência todas as noites dos últimos anos.

Sou grato ao meu orientador, pela humildade, maravilhosa orientação, paciência para comigo e por acreditar em mim, obrigado por estes anos na universidade e pelos conhecimentos que me repassou.

Agradeço aos professores que me apoiaram nos desenvolvimentos dos projetos nesse período da universidade. A banca de professores presentes na defesa deste trabalho pelo tempo e comentários acerca do mesmo. E a todos os demais que de alguma forma contribuíram e fazem parte desta conquista.

"A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original"
(Albert Einstein).

RESUMO

Neste trabalho apresentamos um estudo de monitoramento e diagnóstico do sistema de isolamento à óleo de transformadores de potência, realizado via método DGA-online e laboratorial. A partir dos dados levantados através da avaliação do estado dos transformadores de potência, foram realizadas comparações entre os métodos, com o objetivo de verificar qualitativamente qual produziria maior eficácia, devido à sua simplicidade e baixo custo. Com a justificativa de monitorar e manter a qualidade do óleo isolante, para prolongar a vida útil dos equipamentos e garantir o desempenho confiável do sistema, este estudo objetivou estabelecer critérios para qualificar a condição e criticidade dos transformadores, por meio da comparação entre dados obtidos em laboratório, e através do sistema CALISTO 5.

Palavras-chave: transformador de potência; método DGA laboratorial; DGA Online; monitoramento.

ABSTRACT

In this work we present a study of monitoring and diagnosis of the oil insulation system of power transformers, carried out via the DGA-online and laboratory method. Based on the data collected through the evaluation of the state of the power transformers, comparisons were made between the methods, with the objective of qualitatively verifying which one would produce greater efficiency, due to its simplicity and low cost. With the justification of monitoring and maintaining the quality of the insulating oil, to extend the useful life of the equipment and guarantee the reliable performance of the system, this study aimed to establish criteria to qualify the condition and criticality of the transformers, through the comparison between data obtained in laboratory, and through the CALISTO 5 system.

Keywords: power transformer; laboratory DGA method; DGA Online; monitoring..

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Procedimento de diagnóstico da condição do equipamentos (cromatografia)	18
Figura 2 – Distribuição das possíveis fontes de falhas em transformadores de potência.	20
Figura 3 – Grau de importância dos parâmetros monitorados em um transformador de potência novo.	21
Figura 4 – Grau de importância dos parâmetros monitorados em um transformador de potência em condição de sobrecarga.	21
Figura 5 – Grau de importância dos parâmetros monitorados em um transformador de potência antigo.	21
Figura 6 – Cromatograma: Gráfico de análise cromatográfica.	22
Figura 7 – Transformador de potência - T1.	27
Figura 8 – Transformador de potência - T2.	27
Figura 9 – Concentração de hidrogênio, medição laboratorial e Calisto 5: (a)T1; (b) T2.	28
Figura 10 – Concentração de metano, medição laboratorial e Calisto 5: (a)T1; (b) T2.	29
Figura 11 – Concentração de monóxido de carbono, medição laboratorial e Calisto 5: (a)T1; (b) T2.	30
Figura 12 – Concentração de Etileno, medição laboratorial e Calisto 5: (a)T1; (b) T2.	30
Figura 13 – Concentração de Acetileno, medição laboratorial e Calisto 5: (a)T1; (b) T2.	31
Figura 14 – Percentagem relativa das concentrações de gás em função da temperatura e do tipo de falha.	33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores do 1º limite das concentrações dos gases para condição do fluxograma.	19
Tabela 2 – Valores do 2º limite das concentrações dos gases para condição do fluxograma.	19
Tabela 3 – Evolução máxima de gases entre amostras para o fluxograma.	19
Tabela 4 – Tabela de interpretação de análise de gases dissolvidos.	20
Tabela 5 – Tabela do método de Roger.	25
Tabela 6 – Concentração (ppm) dos gases no óleo isolante do transformador T1.	26
Tabela 7 – Concentração (ppm) dos gases no óleo isolante do transformador T2.	26
Tabela 8 – Evolução dos valores de concentração dos gases entre amostras.	28
Tabela 9 – Razões entre C ₂ H ₂ / C ₂ H ₄ e CH ₄ / H ₂	32

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CH ₄	Metano
C ₂ H ₂	Acetileno
C ₂ H ₄	Etileno
C ₂ H ₆	Etano
DGA	Análise de Gases Dissolvidos em Óleo
DP	Descargas Parciais
H ₂	Hidrogênio
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute Of Electrical And Electronics Engineers
OLTC	On-Load Transformer Tap Changer
R1	Razão CH ₄ /H ₂
R2	Razão C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄
R3	Razão C ₂ H ₂ /CH ₄
R4	Razão C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
R5	Razão C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
R6	Razão CO ₂ /CO

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa	15
1.2	Objetivos	15
1.3	Estrutura do Trabalho	15
2	FUNDAMENTOS PARA ANÁLISE DO ÓLEO EM TRANS- FORMADORES	16
2.1	Degradação do óleo mineral	16
2.2	Decomposição da Celulose	16
2.3	Análise físico-química do óleo mineral isolante	17
2.4	Métodos de interpretação da análise dos gases dissolvidos	18
2.5	Distribuição de falhas em transformadores de potência	20
2.6	Método tradicional de monitoramento	22
2.7	Cromatografia	22
2.8	Monitoramento on-line	23
2.9	Métodos tradicionais de análise de falhas	23
2.9.1	triângulo de Duval 1	24
2.9.2	Método de Roger	24
3	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS DA ANÁLISE	26
3.1	Análise de Dados e Resultados	27
4	CONCLUSÃO	34
	Referências	36

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, é difícil imaginar como seria a vida do ser humano sem a eletricidade. Para prover esse precioso bem, descoberto e manipulado pela humanidade, faz-se necessário robustos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Neste, que é conhecido como sistema elétrico de potência, os transformadores são essenciais para ajustar (elevando ou abaixando) a tensão da eletricidade, para satisfazer a demanda dos usuários (ROBBA et al., 2021). Os transformadores de potência podem aumentar a tensão para reduzir a perda de energia no processo de fornecimento de eletricidade, e diminuir a tensão para atender à demanda do uso diário de eletricidade (UMANS, 2014).

Um transformador de potência normalmente consiste de núcleos de ferro, enrolamentos, sistemas de resfriamento, componentes de isolamento e buchas. Os núcleos de ferro e os enrolamentos são os componentes-chave para converter a tensão (UMANS, 2014). Os sistemas de resfriamento e os componentes de isolamento são vitais para garantir o ambiente básico de operação (JORDÃO, 2002). A operação de um transformador de potência, geralmente, requer menos operação do que a maioria dos outros equipamentos mecânicos e de potência. No entanto, uma vez que ele é responsável por interligar as usinas elétricas aos clientes, por meio do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica, as falhas do transformador podem causar enormes perdas na produção, e o reparo ou substituição também pode levar a custos significativos.

Os acidentes com transformadores não são raros, de acordo com a Gulla (2015) (companhia de seguros de propriedade comercial) as falhas nos transformadores custaram a seus clientes 339 milhões de dólares em receitas perdidas dentro de um período de cinco anos (2008-2013). A subestação de Macapá, localizada no estado do Amapá, por exemplo, operada pela Linhas de Macapá Transmissora de Energia (LMTE), que faz parte do grupo espanhol ISOLUX, sofreu uma queda de energia devido a uma falha no transformador de energia em 03 de novembro de 2020 (PORTO; TOSTES; GOMES, 2021). Este último sinistro deixou mais de 80% de todo Estado às escuras, por mais de 20 dias, o que afetaria adversamente a indústria local e a vida cotidiana das pessoas, sendo considerado o maior apagão de toda a história do Brasil.

Infelizmente, acidentes, como os evidenciados, podem acontecer com certa frequência, e assim levar a enormes consequências, pois a origem das falhas pode ser de difícil detecção, além disso o próprio desenvolvimento de um acidente é tão rápido que os serviços locais de bombeiros não podem parar facilmente os danos imediatos. O problema começa sempre com um curto-circuito interno e um arco elétrico dentro dos componentes de isolamento ou enrolamentos dos transformadores, o que pode levar ao aumento da temperatura dentro dos transformadores.

A falha nos sistemas de resfriamento ou o arrefecimento do óleo isolante pode elevar a temperatura também (JORDÃO, 2002). A alta temperatura de aquecimento pode vaporizar e decompor o líquido isolante e aumentar muito a pressão interna, o que resulta em uma enorme explosão do revestimento externo do transformador (XU, 2017). Durante a explosão, o óleo isolante líquido pode ser ejetado e formar bolas de fogo que queimam outros combustíveis. O óleo líquido que vaza do ponto de ruptura do transformador pode levar a um fogo abrasador que pode se espalhar para equipamentos adjacentes. Embora inicialmente a fumaça possa ser vista, uma explosão abafada possa ser ouvida e os bombeiros locais possam ser solicitados imediatamente, é difícil evitar danos substanciais (XU, 2017).

Os enormes danos potenciais e as graves consequências de grandes falhas do transformador exigem ações para evitar que elas ocorram (XU, 2017). As medidas para fazer isso incluem o monitoramento de transformadores, detecção de falhas e programação de atividades de manutenção preventiva e preditiva (LIMA, 2005). Métodos de monitoramento de transformadores têm atraído muita atenção da pesquisa, especialmente métodos baseados na análise de gases dissolvidos (DGA), que ganharam aceitação mundial nas últimas décadas (LIMA, 2005). Os métodos DGA detectam falhas no transformador através do monitoramento do óleo isolante, que inclui óleo líquido do transformador e celulose sólida impregnada (SUN; HUANG; HUANG, 2012). Tais falhas são tipicamente derivadas do isolamento deteriorado e do envelhecimento (SUN; HUANG; HUANG, 2012). Diferentes gases, tais como hidrogênio (H_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4), etano (C_2H_6), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2), se decompõem a partir do material isolante e óleo líquido sob certas tensões térmicas, elétricas ou mecânicas no transformador e depois se dissolvem no óleo do transformador. Quando um TRAFÓ está passando por uma situação anormal, mais gases serão liberados do que o caso sob condições normais, acarretando em risco de explosão (XU, 2017).

Muitos métodos baseados em dados DGA foram desenvolvidos por especialistas para detectar falhas de transformadores, que se tornaram os métodos dominantes nas indústrias elétricas em todo o mundo. Estes métodos utilizam diferentes medidas e princípios, tais como concentrações de gases, gases-chave, principais proporções de gás, e representações gráficas (LIMA, 2005). As concentrações de gás envolvem o uso direto de dados obtidos da DGA. Os gases-chave são analisados para encontrar o gás dominante. As principais proporções de gases são usadas para encontrar as relações entre determinados gases. E as representações gráficas são usadas para traçar os dados em um gráfico definido sob regras específicas.

1.1 Justificativa

A justificativa para o estudo realizado neste trabalho é definida pela importância do monitoramento da a qualidade do óleo isolante, buscando o prolongamento da vida útil dos equipamentos de conversão de energia elétrica. Com isso, busca-se garantir o desempenho confiável do sistema elétrico de potência.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é a avaliação das diferenças obtidas nas análises entre os métodos DGA online e laboratorial, para avaliação do estado de óleos minerais de transformadores de potência.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- a) Revisar os métodos tradicionais de análise do método DGA.
- b) Revisar os métodos de análise online do método DGA.
- c) Revisar as características físico-química dos óleos isolantes e como avaliá-las.
- d) Realizar a comparação dos métodos DGA laboratorial e online a partir de um banco de dados.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em quatro capítulos.

O capítulo 1 é introdutório, nele apresentamos a importância do transformador para o sistema elétrico de potência, além das possíveis falhas que podem levar a acidentes. Ainda no capítulo 1, encontra-se a justificativa e os objetivos que dão a devida relevância ao trabalho.

No capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica a análise das características do óleo mineral isolante, utilizado em transformadores de potência. Ainda no capítulo, é descrito o método de monitoramento on-line das condições do óleo.

A partir do conhecimento desenvolvido, no capítulo 3 é apresentado o estudo de caso, comparando os dados obtidos via método DGA e laboratorial, em transformadores de potência.

Por fim no capítulo 4 são deixadas as considerações finais, e a demais, as referências bibliográficas.

2 FUNDAMENTOS PARA ANÁLISE DO ÓLEO EM TRANSFORMADORES

A análise do óleo isolante é capaz de fornecer informações cruciais sobre o funcionamento e a integridade de um transformador de potência imerso em óleo. É possível diagnosticar as condições de falhas do equipamento por meio de um conjunto de análises padronizadas pelas normas técnicas.

Existem dois métodos básicos para identificar falhas incipientes em transformadores de potência. O primeiro é a avaliação físico-química, que avalia o estado do óleo quanto a contaminantes líquidos e sólidos. O segundo é a análise cromatográfica, que verifica possíveis falhas no equipamento, através dos gases dissolvidos no óleo. Essas análises são fundamentais para detecção de anomalias.

O óleo mineral isolante tem a função de garantir o isolamento elétrico, resfriar e extinguir descargas e arcos elétricos. As principais propriedades do óleo isolante segundo [Milasch \(1984\)](#): Cor, ponto de fulgor, ponto de fluidez, densidade, viscosidade, ponto de anilina, tensão interfacial, Solubilidade da água no óleo, Rigidez dielétrica e Fator de potência.

2.1 Degradação do óleo mineral

De acordo com a [NBR 7274 \(2012\)](#), O óleo mineral isolante é feito de uma mistura de diferentes hidrocarbonetos contendo CH₃, CH₂ e grupos CH mantidos unidos pelas ligações moleculares carbono-carbono. Sabe-se que a cisão dessas ligações pode resultar em falhas térmicas ou elétricas.

A [NBR 10576 \(2017\)](#) define que o óleo isolante em uso está sujeito a deterioração devido às condições de utilização, como oxidação devido à presença de metais, que agem como catalisadores, acarretando na mudança de cor e na formação de gases.

Conforme a [NBR 7070 \(2006\)](#), nove gases devem ser monitorados, para diagnosticar o estado dos equipamentos imersos em óleo mineral isolante: Hidrogênio (H₂), Oxigênio (O₂), Nitrogênio (N₂), Metano (CH₄), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄), Acetileno (C₂H₂), Monóxido de carbono (CO) e Dióxido de carbono (CO₂).

2.2 Decomposição da Celulose

O papel celulósico e o óleo mineral são os componentes básicos da isolação do transformador. De acordo com [Milasch \(1984\)](#) a maior parte da isolação dos transformadores é constituída de papéis de origem celulósica, destes podem-se destacar: Papel Kraft, Papel Manilha, Papelão Kraft e Pressboard.

As cadeias poliméricas presentes no papel, papelão e madeira contêm um grande número de frágeis ligações C-O e ligações glicosídicas que são termicamente menos estáveis que as ligações hidrocarbônicas do óleo e, portanto, se decompõem a temperaturas mais baixas. Uma taxa significativa de cisão das cadeias poliméricas ocorre a temperaturas superiores a 105°C , com a completa decomposição e carbonização acima de 300°C . Uma quantidade maior de CO e CO₂, bem como água, é formada à mesma temperatura que os compostos provenientes da oxidação do óleo (NBR 7274, 2012), estes podem ser analisados conforme a NBR 10576 (2017), usados como complemento na interpretação da DGA e podem confirmar se a isolação celulósica está ou não envolvida na falha. A formação de CO e CO₂ aumenta não somente com a temperatura mas também com o teor de oxigênio no óleo e o teor de umidade no papel.

As principais propriedades elétricas de um isolante são a constante dielétrica, o fator de dissipação e a rigidez dielétrica, que é a responsável por manter a isolação entre alta e baixa tensão e entre fases (MILASCH, 1984). Durante a decomposição térmica da isolação, ocorre a produção de gases como óxidos de carbono (CO e CO₂) e algumas moléculas de hidrogênio (H₂) e metano (CH₄). Essa taxa de produção é exponencial em relação à temperatura e proporcional ao volume do material (IEEE... , 2019).

A degradação da celulose é uma fonte de oxigênio que auxilia no processo de oxidação do óleo. Isso afeta as propriedades físico-químicas do óleo, agravando o desempenho do equipamento. A oxidação forma borras que diminuem a troca de calor, causando entupimentos e formação de depósitos sólidos. Por isso, é importante interromper ou retardar a oxidação do óleo para aumentar a vida útil e reduzir o custo de manutenção (MELO et al., 2005).

2.3 Análise físico-química do óleo mineral isolante

O óleo mineral isolante é dividido em dois tipos, naftênico e parafínico, denominados tipo A e B, respectivamente. De acordo com a NBR 7274 (2012), a composição do óleo não é o único fator considerado para uso como isolante. Para garantir sua propriedade de isolante e a qualidade do óleo, são estabelecidos limites para uma série de parâmetros físico-químicos (ZIRBES; ROLIM; ZÜRN, 2005). Seguindo procedimentos padronizados por organizações como ABNT, IEC e ASTM a análise dessas características e seus valores limites é um indicativo importante da adequação do óleo isolante.

Para a adequação do óleo em relação à sua capacidade de isolação e refrigeração, são utilizadas diversas características, incluindo aparência, densidade máxima, viscosidade, ponto de fluidez, ponto de fulgor, índice de neutralização, tensão interfacial, cor, teor de água, rigidez dielétrica e fator de potência (MILASCH, 1984). É importante destacar que valores que ultrapassam os limites pré-estabelecidos indicam a necessidade de tratamento termo-vácuo, regeneração ou substituição do óleo. Portanto, é crucial aplicar o

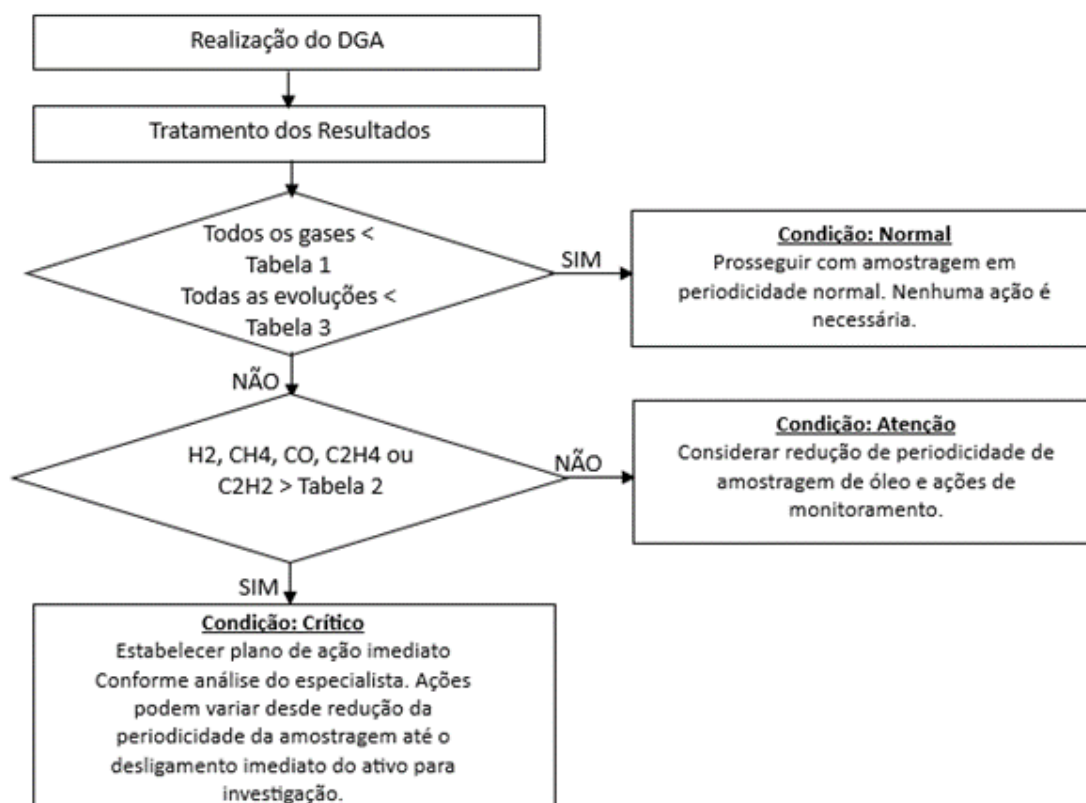
conhecimento exposto para uma manutenção adequada e, assim, prolongar a vida útil do transformador, uma vez que a detecção precoce de qualquer anomalia permite uma intervenção planejada no equipamento e evita desligamentos desnecessários.

2.4 Métodos de interpretação da análise dos gases dissolvidos

Os métodos de análise de gases dissolvidos são amplamente utilizados na manutenção de sistemas elétricos em todo o mundo e são padronizados por normas nacionais e internacionais. A análise de amostras de óleo através da cromatografia permite a identificação dos níveis de cada gás, incluindo metano, etano, etileno, óxidos de carbono e acetileno. Essa identificação permite avaliar a condição do isolamento composto pelo conjunto papel/óleo mineral isolante e identificar possíveis falhas em andamento. A norma [NBR 7274 \(2012\)](#) "Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço" define os parâmetros para essa avaliação.

Após a coleta das amostras de óleo seguindo o estabelecido na [NBR 7070 \(2006\)](#), a interpretação dos dados é dada através da norma "*Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformer*" ([IEEE... \(2019\)](#)), que estabelece o fluxograma (figura 1) para interpretação dos resultados da análise de gases dissolvidos no óleo obtidos pela cromatografia para qualificar a condição dos equipamentos.

Figura 1 – Procedimento de diagnóstico da condição do equipamentos (cromatografia)



Fonte: Adaptado de [IEEE... \(2019\)](#).

Na figura 1, seguindo o fluxograma, primeiramente realiza-se a Análise de Gases Dissolvido (DGA), a partir dos dados levantados e tratados, segue-se para a verificação dos níveis de gases. No primeiro losango, do fluxograma, verifica-se se os gases estão abaixo dos níveis indicados na tabela 1, e se a evolução do nível de gases está abaixo da tabela 3. Se a condição indicada no primeiro losango for atendida, então é declarada a **condição: NORMAL**, caso contrário, segue-se para o segundo losango, onde é verificado se os níveis de gases são maiores que o indicado na tabela 2. Se a condição indicada no losango segundo não for atendida, então é declarada a **condição: ATENÇÃO**, caso contrário é declarada a **condição: CRÍTICO**.

Tabela 1 – Valores do 1º limite das concentrações dos gases para condição do fluxograma.

Gases	Limites 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 de [IEEE... \(2019\)](#).

Tabela 2 – Valores do 2º limite das concentrações dos gases para condição do fluxograma.

Gases	Limites 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 de [IEEE... \(2019\)](#).

Tabela 3 – Evolução máxima de gases entre amostras para o fluxograma.

Gases	Evolução Máxima de gases entre amostras (ppm)
Hidrogênio (H ₂)	25
Metano (CH ₄)	10
Etano (C ₂ H ₆)	7
Etileno (C ₂ H ₄)	20
Acetileno (C ₂ H ₂)	0,5
Monóxido de Carbono (CO)	175
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1750

Fonte: Adaptado de [IEEE... \(2019\)](#).

A partir das concentrações de gases levantadas, podemos calcular as razões de concentração, com as seguintes notações: $R_1 = CH_4/H_2$, $R_2 = C_2H_2/C_2H_4$, $R_3 = C_2H_2/CH_4$, $R_4 = C_2H_6/C_2H_2$ e $R_5 = C_2H_4/C_2H_6$. A partir disso, podemos realizar o diagnóstico de falha do transformador de forma adequada, usando ao valores base da

tabela 4 para identificar as eventuais falhas, caso os valores limites de concentração dos gases sejam ultrapassados.

Tabela 4 – Tabela de interpretação de análise de gases dissolvidos.

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

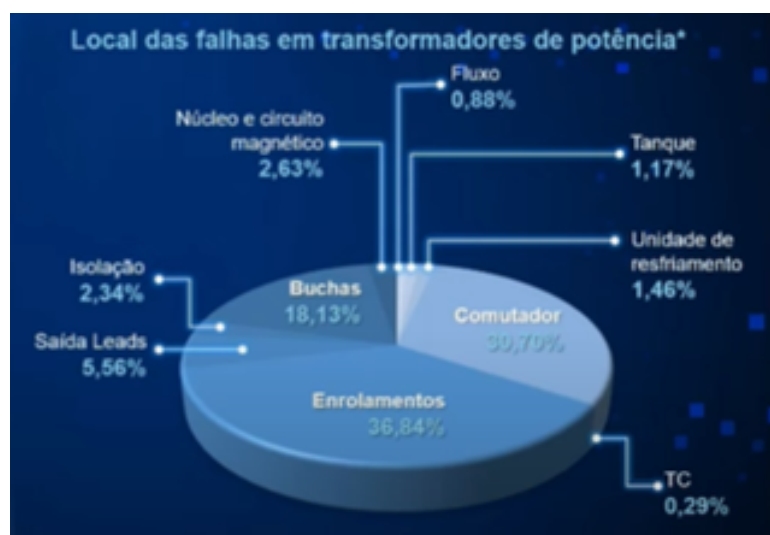
Fonte: Adaptado de [IEEE... \(2019\)](#).

A partir da tabela 4, verificamos a interpretação das análises de cromatografia gasosa das amostras de óleo isolante, utilizando a relação básicas entre os gases combustíveis.

2.5 Distribuição de falhas em transformadores de potência

De acordo com o Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica 85,67% das falhas em transformadores de potência são proveniente de três partes do equipamento: enrolamentos, comutador, e buchas, como é indicado na figura 2 ([TENBOHLEN et al., 2015](#)).

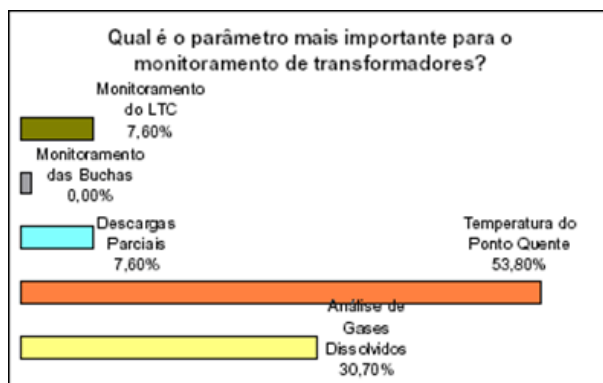
Figura 2 – Distribuição das possíveis fontes de falhas em transformadores de potência.



Fonte: Adaptado de [Tenbohlen et al. \(2015\)](#).

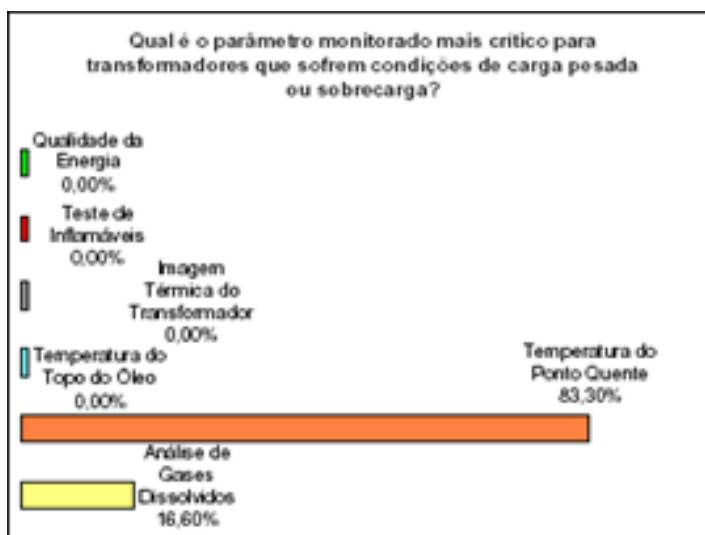
Para o monitoramento de falhas no OLTC (comutador), os principais parâmetros a serem monitorados são a vibração e a temperatura, enquanto para o enrolamento e sistema de isolamento, são as concentrações de gases dissolvidos no óleo, a temperatura e o nível de descargas parciais (DP). É importante destacar que, independente da fonte de falha a ser considerada, a temperatura é um importante parâmetro a ser monitorado, essas conclusões são resumidas nas figuras 3 a 5.

Figura 3 – Grau de importância dos parâmetros monitorados em um transformador de potência novo.



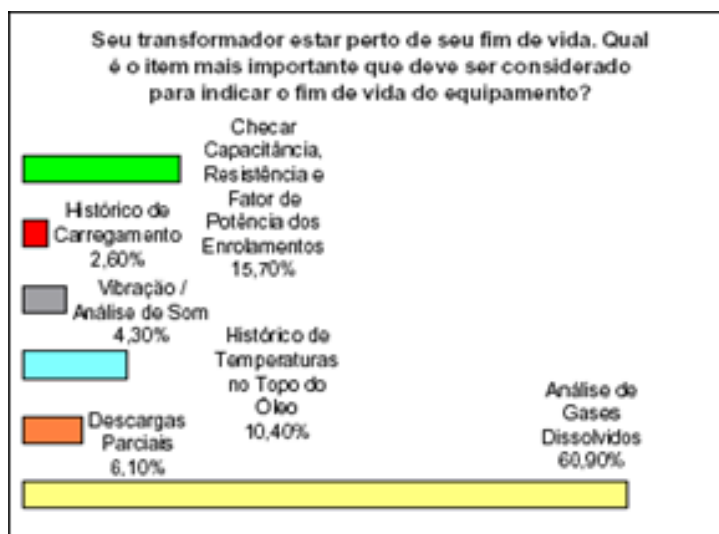
Fonte: Adaptado de Tenbohlen et al. (2015).

Figura 4 – Grau de importância dos parâmetros monitorados em um transformador de potência em condição de sobrecarga.



Fonte: Adaptado de Tenbohlen et al. (2015).

Figura 5 – Grau de importância dos parâmetros monitorados em um transformador de potência antigo.



Fonte: Adaptado de Tenbohlen et al. (2015).

2.6 Método tradicional de monitoramento

Segundo [Kardec e Nascif \(2009\)](#) existem 5 tipos de manutenção que podem ser aplicadas em equipamentos como os transformadores, no entanto para um equipamento de 550kV, a mais indicada é a manutenção preditiva, que consegue indicar as reais condições de funcionamento dos equipamentos com base em dados coletados por meio de monitoramentos, que identificam falhas em estágio inicial ([KARDEC; NASCIF, 2009](#)).

Tradicionalmente, a análise dos gases é realizada por meio da cromatografia laboratorial. A cromatografia é utilizada para separar os componentes de uma mistura, permitindo a identificação dos elementos presentes na amostra ensaiada. Nos transformadores, a análise cromatográfica pode identificar falhas incipientes causadas por esforços térmicos.

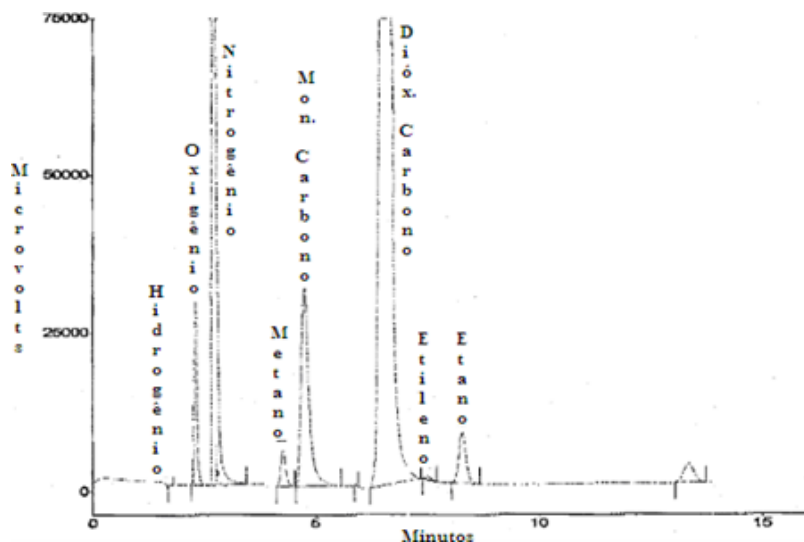
O processo de análise cromatográfica é composto por três etapas: amostragem do óleo, extração dos gases e análise dos gases através um cromatógrafo ([MILASCH, 1984](#)).

A norma [NBR 7070 \(2006\)](#) estabelece o procedimento para a amostragem de óleo isolante em transformadores. Para realizar a amostragem em equipamento energizado, todas as precauções de segurança devem ser tomadas.

2.7 Cromatografia

De acordo com [Nepomuceno \(2014\)](#) o cromatógrafo é capaz de realizar o reconhecimento e avaliação dos gases, gerando um gráfico como resultado. Esse gráfico permite a identificação dos gases dissolvidos e o grau de concentração de cada um deles. Além disso, o tempo de retenção e a área do pico também são indicados, conforme apresentado na figura 6.

Figura 6 – Cromatograma: Gráfico de análise cromatográfica.



Fonte: ([NEPOMUCENO, 2014](#)).

Por fim, é importante ressaltar que a utilização de dispositivos adequados para a injeção da amostra, bem como o cuidado com a vazão do gás de arraste e a escolha da fase móvel, são fundamentais para garantir a precisão e a exatidão das análises cromatográficas.

2.8 Monitoramento on-line

Segundo [Zirbes, Rolim e Zürn \(2005\)](#), estudos mostram que 90% das falhas são consideradas de "evolução lenta", isto é, podem evoluir em períodos de meses ou anos, e 10% das falhas são chamadas de "evolução rápida" e sua evolução pode perdurar em horas ou dias.

A resolução [ANEEL \(2015\)](#), que estabeleceu os requisitos mínimos de manutenção para equipamentos da rede básica, determina cromatografia de transformadores com periodicidade máxima de 6 meses com tolerância mínima de 1 mês. Para [SCHAFFER \(2023\)](#), os transformadores são equipamentos muito confiáveis que tem baixa taxa de falha, embora as falhas sejam consideradas de baixa frequência, no entanto, são de alta consequência. Explosões e incêndios podem causar fatalidades, danos catastróficos à propriedade, além dos custos envolvidos pela interrupção do serviço.

Monitores online precisos podem detectar falhas em evolução e transmitir a informação através da rede de dados, alertando a engenharia de manutenção da instalação sobre uma mudança de condição e/ou provendo toda informação necessária para um diagnóstico completo ([SCHAFFER, 2023](#)). Com a evolução tecnologia na indústria surgem os monitoramentos online como: Monitor de gás, sensor de temperatura, monitor de buchas, indicador de descargas parciais entre outros, que efetuam a predição de eventuais falhas em tempo real.

O sistema de monitoramento on-line é composto por um sensor que detecta os gases através da tecnologia de cromatográfica, o qual é instalado próximo do transformador e fica em contato direto com o óleo isolante, enviando 96 medições diárias ou seja, uma medição a cada 15 minutos, taxa suficiente para detectar falhas de evolução rápida para um módulo de interface micro processado, por uma rede de comunicação serial RS485, onde também é possível visualizar as medições e parametrizar os alarmes. Na sala de servidores tem um servidor exclusivo para aquisição de dados. O servidor conta um software de monitoramento que faz a comunicação com os equipamentos de monitoramento através de um driver de comunicação TCP Modbus.

2.9 Métodos tradicionais de análise de falhas

Desde a introdução da DGA na década de 1960, vários métodos de interpretação foram desenvolvidos. As várias técnicas para interpretação da análise cromatográfica, visam diagnosticar a condição atual do sistema de isolamento dos transformadores. Dentre

os métodos mais conhecidos temos dois métodos comuns (triângulo de Duval e método de Roger) (IEEE... , 2019).

Tais métodos encontram-se padronizados nas normas de interpretação das análises cromatográficas: IEEE-Std.C57.104 (IEEE... , 2019)eNBR 7274 (2012).

2.9.1 triângulo de Duval 1

O método do triângulo Duval 1 (IEEE... , 2019) utiliza apenas os valores percentuais de três gases - (CH₄), (C₂H₄) e (C₂H₂) - e suas localizações plotadas em um mapa triangular em que pode ajudar a determinar o tipo de falha.

Neste método, as falhas são classificadas como descargas parciais, arcos de alta e baixa energia e falhas térmicas em três faixas de temperatura diferentes. Embora esta abordagem seja fácil de executar, esta abordagem também pode julgar mal a condição em transformadores novos com baixas quantidades de gases dissolvidos no óleo mineral isolante(IEEE... , 2019).

O Método do Triângulo de Duval 1 utiliza os gases correspondentes ao aumento do teor de energia ou temperatura das falhas: metano (CH₄) para falhas de baixa energia ou baixa temperatura, etileno (C₂H₄) para falhas de alta temperatura e acetileno (C₂H₂) para falhas de alta temperatura ou alta energia e arcos fotovoltaicos em decorrência de curto-circuito(IEEE... , 2019).

As vantagens do Método do Triângulo de Duval 1 são que ele sempre propõe uma identificação de falha é um sistema "fechado"em comparação com métodos de proporções de 2 gases, com poucos diagnósticos errôneos baseia-se em um grande número de casos inspecionados de transformadores defeituosos em serviço, e permite a capacidade de visualmente e rapidamente acompanhar a evolução das falhas com relação ao tempo em um transformador. Por outro lado, porque sempre dá um diagnóstico, ele deve ser usado apenas para identificar uma falha quando outras informações indicam que uma falha é provável existir. O fato de um possível tipo de falha ser identificado não é, por si só, uma confirmação da presença de uma falha(IEEE... , 2019).

2.9.2 Método de Roger

O método razão de Roger (IEEE... , 2019) é amplamente utilizado porque pode classificar as de falhas térmicas. Este método utiliza três relações: CH₄/H₂, C₂H₂/C₂H₄, e C₂H₄/C₂H₆. O Método das Razões de Rogers está resumido na Tabela 5

As duas primeiras relações são as mesmas que as duas primeiras relações usadas no método da razão de Doernenburg. Entretanto, o método razão de Roger diagnostica as falhas usando razões diretas sem verificar as concentrações de gás, o que é um passo necessário no método da razão de Doernenburg. No método da razão de Roger, as condições

do transformador são classificadas como normais, falha térmica de baixa temperatura (abaixo de 300°C), falha térmica de temperatura média (300°C a 700°C), falha térmica de alta temperatura (acima de 700°C), descargas parciais e arcos de alta energia. As classes são mais detalhadas e precisas do que o método da razão de Doernenburg. Deve-se notar que o método da razão de Roger, que só usa razões, pode diagnosticar de forma altamente errada a condição quando as concentrações de gás são baixas. Ou seja, este método pode não funcionar bem em transformadores novos, que frequentemente têm baixas concentrações de gás em seu óleo isolante (IEEE... , 2019).

Tabela 5 – Tabela do método de Roger.

Caso	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	Diagnóstico
0	< 0,1	0,1 - 1,0	<1,0	normal
1	< 0,1	< 0,1	< 1,0	Baixa densidade de energia
2	0,1 - 3,0	0,1 - 1,0	>3,0	Arco — Descarga de alta energia
3	< 0,1	0,1 - 1,0	0,1 - 3,0	Térmica de baixa temperatura
4	<0,1	>1,0	0,1 - 3,0	Térmica<700°C
5	<0,1	>1,0	>3,0	Térmica>700°C

Fonte: Adaptado de IEEE... (2019).

3 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS DA ANÁLISE

Para o estudo de caso realizado nesse trabalho são consideradas as amostras das concentrações de cada gás, para cada data e método de análise, disponibilizadas nas tabelas 6 e 7. Estas tabelas apresentam dados de concentração de gases dissolvidos em óleo isolante de dois transformadores elevadores trifásicos, de potência de 378MVA, com tensão primária 13.8 kV – 550 kV no secundário, frequência 60 Hz, temperatura de trabalho em plena carga 65°C (os quais chamaremos T1 e T2), realizados em quatro diferentes datas em laboratório credenciado e em um equipamento chamado CALISTO 5. As concentrações de gases foram medidas em partes por milhão (PPM) e as análises foram realizadas em todas as amostras na mesma data, para garantir que os resultados sejam comparáveis.

Tabela 6 – Concentração (ppm) dos gases no óleo isolante do transformador T1.

Data da Coleta Instrumentação	22/10/2022		24/10/2022		26/10/2022		28/10/2022		RSD %	
	LAB	CAL5	LAB	CAL5	LAB	CAL5	LAB	CAL5	LAB	CAL5
Hidrogênio (H ₂)	12,2	23	14,1	22,5	13,4	22,5	15,0	22,5	8,6	1,1
Metano (CH ₄)	11,4	19,6	12,0	19,2	12,0	19,2	12,6	18,8	4,1	1,7
Monóxido de Carbono (CO)	66,8	204,0	75,4	200,0	75,4	200,0	83,6	196,0	9,1	1,6
Etileno (C ₂ H ₄)	10,6	17,4	10,4	17,2	10,5	17,0	10,5	16,8	0,8	1,5
Acetileno (C ₂ H ₂)	2,2	3,4	2,4	3,4	2,3	3,4	2,5	3,2	6,0	3,0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 7 – Concentração (ppm) dos gases no óleo isolante do transformador T2.

Data da Coleta Instrumentação	22/10/2022		24/10/2022		26/10/2022		28/10/2022		RSD %	
	LAB	CAL5	LAB	CAL5	LAB	CAL5	LAB	CAL5	LAB	CAL5
Hidrogênio (H ₂)	7,7	20,0	9,4	20,5	10,2	20,0	10,8	20,0	14,1	1,2
Metano (CH ₄)	16,1	47,0	18,9	47,6	20,7	47,0	21,6	45,8	12,6	1,6
Monóxido de Carbono (CO)	214,5	986,0	263,5	1060,0	300,0	1010,0	317,0	1020,0	16,6	3,0
Etileno (C ₂ H ₄)	22,4	52,2	25,0	53,8	26,2	52,0	27,2	50,8	8,2	2,4
Acetileno (C ₂ H ₂)	1,0	2,6	1,2	2,6	1,3	2,6	1,3	2,6	12,2	0,0

Fonte: Autoria própria.

Os gases medidos são os principais produtos da decomposição do óleo isolante, que pode ocorrer como resultado de diferentes fatores, como superaquecimento, contaminação ou falha no isolamento. A presença desses gases pode indicar potenciais problemas no transformador, que podem levar a falhas ou diminuição da vida útil do equipamento. Na figura 7 é mostrada a fotografia do transformador T1 com potência de 378MVA, enquanto na figura 8 é mostrada a fotografia do transformado T2.

Figura 7 – Transformador de potência - T1.



Fonte: Autoria própria.

Figura 8 – Transformador de potência - T2.



Fonte: Autoria própria.

Os gases analisados incluem hidrogênio (H_2), metano (CH_4), monóxido de carbono (CO), etileno (C_2H_4) e acetileno (C_2H_2). Todos esses gases são gerados como resultado da decomposição do óleo isolante, mas a presença e as concentrações relativas de cada gás podem fornecer informações adicionais sobre as condições do transformador.

3.1 Análise de Dados e Resultados

Como podemos observar nas tabelas 6 e 7, as concentrações dos gases são maiores nos resultados obtidos pelo Calisto 5 em comparação com os resultados do laboratório. Isso pode ser devido a diferenças nos métodos de análise, calibração ou precisão das ferramentas. A RSD (Desvio Padrão Relativo) é maior para os resultados obtidos pelo laboratório em comparação com o Calisto 5, indicando uma maior variação nos resultados do laboratório, isso é reforçado com os resultados da tabela 8, na qual podemos verificar as evoluções dos valores entre as amostragens. É possível perceber que em alguns casos os valores de concentração diminuíram com o passar do tempo.

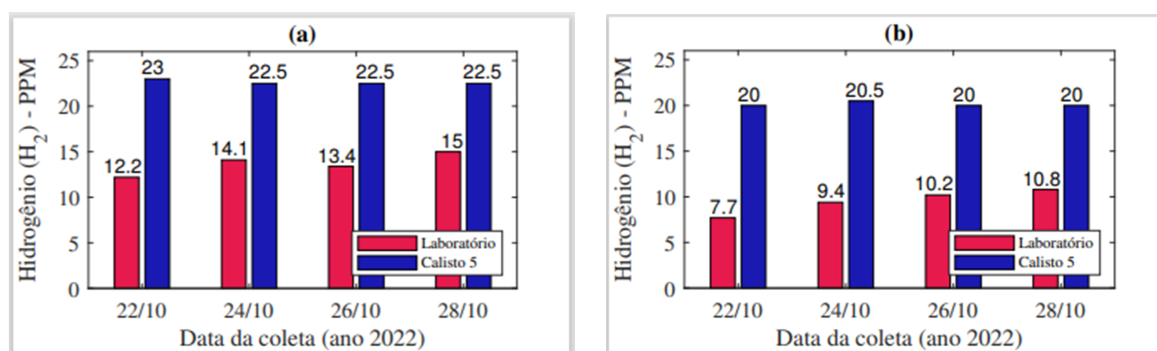
Tabela 8 – Evolução dos valores de concentração dos gases entre amostras.

Instrumentação	Laboratório			Calisto 5		
	22/10 para 24/10	24/10 para 26/10	26/10 para 28/10	22/10 para 24/10	24/10 para 26/10	26/10 para 28/10
Hidrogênio (H ₂)	1,9	-0,7	1,6	-0,5	0,0	0,0
Metano (CH ₄)	0,6	0,0	0,6	-0,4	0,0	-0,4
Monóxido de Carbono (CO)	8,6	0,0	8,2	-4,0	0,0	-4,0
Etileno (C ₂ H ₄)	-0,2	0,1	0,0	-0,2	-0,2	-0,2
Acetileno (C ₂ H ₂)	0,25	-0,1	0,2	0,0	0,0	-0,2

Fonte: Autoria própria.

A partir dos dados numéricos de concentração de gases (ppm), levantados na coleta em laboratório e a no Calisto 5, nas datas 22/10, 24/10, 26/10 e 28/10, detalhados nas tabelas 6 (para T1) e 7 (para T2), a figura 9 mostra a concentração de hidrogênio, a figura 10 mostra a concentração de metano, a figura 11 mostra a concentração de monóxido de carbono, a figura 12 mostra a concentração de etileno, e a figura 13 mostra a concentração de acetileno.

Figura 9 – Concentração de hidrogênio, medição laboratorial e Calisto 5: (a)T1; (b) T2.

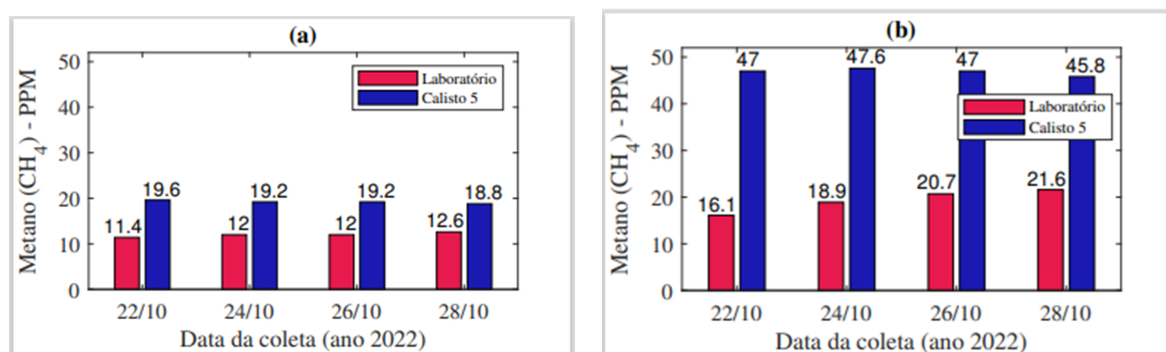


Fonte: Autoria própria.

Analisando a figura 9a, observou-se que os dados obtidos na análise do laboratório mostram uma tendência geral de aumento na concentração de hidrogênio ao longo do tempo, com desvio padrão relativo de 8,6%, com picos em algumas coletas. Já os dados obtidos pelo Calisto 5 mostram uma variação menor na concentração de Hidrogênio, com RSD de 1,1%. Para T2 (figura 9b) o resultado do laboratório apresenta também uma tendência de crescimento, sendo que da primeira amostra para a segunda, houve um pico acentuado, com RSD de 14,1%, para o Calisto 5 os valores são mais homogêneos com RSD de 1,2%.

Com base na tabela 1, as concentrações de hidrogênio estão dentro do esperado para um transformador em operação normal (H_2 (ppm) <40). Considerando as amostras pelos métodos analisados, a variação pode ser decorrente de fatores externos aos transformadores, como por exemplo, a temperatura ambiente.

Figura 10 – Concentração de metano, medição laboratorial e Calisto 5: (a) T1; (b) T2.

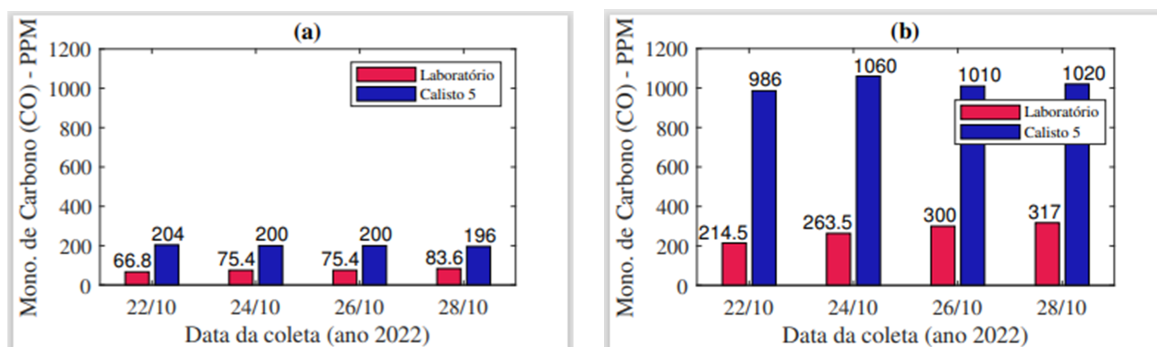


Fonte: Autoria própria.

Analisando a figura 10a, os dados obtidos na análise do laboratório mostram uma tendência de crescimento na concentração de metano ao longo do tempo, embora sejam pequenas essas variações, com RSD de 4,1%. Já os dados obtidos pelo Calisto 5 mostram uma variação menor na concentração de CH_4 , mas também apresentam picos na primeira coleta e é possível perceber que as concentrações diminuem ao longo do tempo com um desvio padrão relativo de 1,7% isso para o T1, para o T2 os valores de laboratório mostram uma tendência geral de aumento na concentração de metano ao longo do tempo (figura 10b), com variação crescente chegando a ultrapassar o limite imposto na tabela 1, com RSD de 12,6%. Já os dados obtidos pelo Calisto 5 mostram valores bem superiores ao valor de laboratório e acima do limite da tabela 1, embora o desvio padrão relativo seja de 1,6%, no entanto, os valores absolutos elevados, não ultrapassam o limite da tabela 2 (CH_4 (ppm) <50). Com base nas tabelas 1 e 2, as concentrações de CH_4 em ambos os métodos estão dentro do esperado para os transformadores. Mas os valores elevados no Calisto 5 podem ser em decorrência de falha do componente.

Analisando a figura 11a assim como para os gases já analisados, na análise de laboratório percebemos uma tendência geral de aumento na concentração de CO ao longo do tempo, com um desvio relativo padrão de 9,1%. Já os dados obtidos pelo Calisto 5 mostram uma variação menor na concentração de CO (RSD de 1,6%) e com um decréscimo dos valores ao passar do tempo. Para T2 (figura 11b), temos tendência de crescimento entre as amostras de CO com RSD de 16,6% conforme dados do laboratório, já para o Calisto 5 temos valores 3 vezes maiores que o laboratório, embora o RSD seja de 3%, mas os valores absolutos são elevados que extrapolam os valores limites da tabela 2 que

Figura 11 – Concentração de monóxido de carbono, medição laboratorial e Calisto 5: (a)T1; (b) T2.

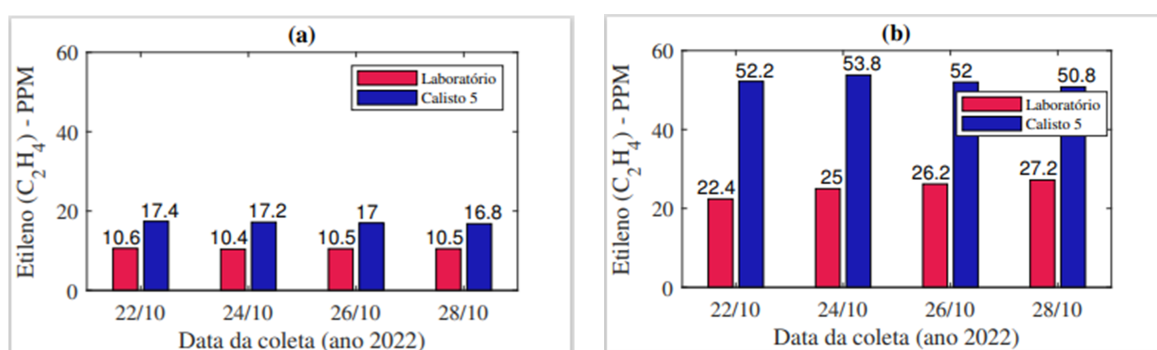


Fonte: Autoria própria.

nos remete a situação crítica ($\text{CO (ppm)} > 600$). Devido a esta discrepância, suspeita-se de defeito do equipamento, o ideal seria substituí-lo para chegarmos a uma definição correta.

Podemos observar uma variação significativa na concentração do monóxido de carbono, com resultados divergentes entre os dados do laboratório e do Calisto 5, sendo que em média as amostras do Calisto 5 são 3 vezes maiores do que as amostras analisadas em laboratório para cada dia de coleta. Com base na tabela 1, as concentrações de CO estão dentro do esperado para o transformador 1 em operação normal ($\text{CO (ppm)} < 500$). A variação entre as medições em cada método é pequena e, portanto, também pode ser decorrente de fatores externos. Para T2 teríamos que substituir o Calisto 5 para poder ter um diagnóstico mais preciso, sendo que na análise laboratorial o mesmo apresenta valores de $\text{CO} < 500$ PPM, ou seja, normal.

Figura 12 – Concentração de Etileno, medição laboratorial e Calisto 5: (a)T1; (b) T2.



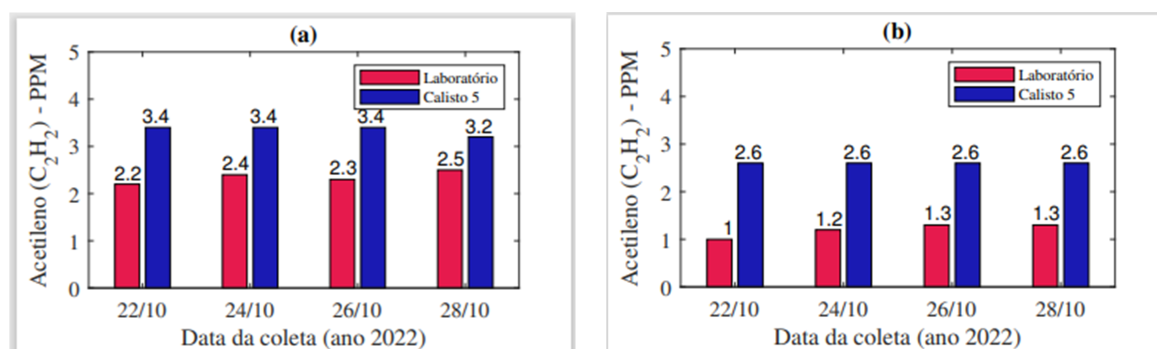
Fonte: Autoria própria.

Para a figura 12a do gás etileno, na análise de laboratório percebemos inicialmente uma tendência de diminuição em seguida a concentração torna-se constante de C_2H_4 ao longo do tempo, com um desvio relativo padrão de 0,8%. Já os dados obtidos pelo Calisto 5 mostram uma tendência geral de redução da concentração de gás, com variação maior com RSD de 1,5%. Já para a figura 12b observa-se uma tendência de crescimento ao longo do tempo em relação ao resultado do laboratório RSD de 8,2%, além disso, os valores

ultrapassam os valores recomendados na tabela 1 (C_2H_4 (ppm) > 25) enquanto para o Calisto 5 apresenta variação decrescente com RSD de 2,4%, mas com valores absolutos elevados embora não chegue a ultrapassar os valores recomendados para etileno (tabela 2).

Portanto, com base nas tabelas 1 e 2, as concentrações de C_2H_4 estão dentro do esperado para um transformador em operação normal (C_2H_4 (ppm) < 80). No entanto, como o Calisto 5 instalado no T2 apresenta valores acentuados a recomendação é que seja substituído o equipamento por outro novo.

Figura 13 – Concentração de Acetileno, medição laboratorial e Calisto 5: (a) T1; (b) T2.



Fonte: Autoria própria.

Para a figura 13a quando analisamos a concentração do gás acetileno na análise do laboratório, percebemos uma tendência geral de aumento na concentração ao longo do tempo. As concentrações medidas pelo laboratório e pelo CALISTO 5 apresentam uma concordância moderada, com valores médios de 2,4 PPM e 3,4 PPM, respectivamente. A diferença relativa entre as concentrações médias é de cerca de 42%. A variação percentual no RSD para o acetileno é relativamente alta, com valores de 6,0% para o laboratório e 3,0% para o CALISTO 5. Isso sugere que as medições de acetileno podem ser afetadas por variações na amostragem e/ou análise como o acetileno é o gás que pode causar explosão no transformador, iremos fazer uma análise mais criteriosa para T1, já que T2 apresentou níveis abaixo de 2ppm em laboratório, como indicado na figura 13b.

Ambos os métodos apresentam concentrações de C_2H_2 acima do limite de 2 ppm, e como estabelecido no fluxograma, quando o valor de um dos gases for maior do que a concentração de gases estabelecida na tabela 1, iremos verificar se estes estão acima dos valores críticos estabelecidos na tabela 2. Para o gás acetileno, o valor crítico de concentração é 3 ppm e como verificamos na tabela 6, todas as amostras obtidas desse gás pelo CALISTO 5 estão acima de 3 ppm. Conforme vimos, as variações entre os métodos de amostragem variaram moderadamente, é um fato que as medições de acetileno podem sim ser afetadas por variações na amostragem e/ou análise, no entanto, como ambas ficaram acima do limite de normalidade de 2 ppm, esse pode ser um indício de falha no transformador, uma vez que o acetileno é um gás que normalmente não é encontrado em

óleo isolante de transformadores em operação normal, mas pode ser gerado como resultado de uma descarga parcial ou arco elétrico no equipamento. A presença de acetileno em níveis mais elevados do que o esperado pode indicar um problema com o isolamento do transformador, que pode levar a falhas ou curtos-circuitos no futuro.

Por fim, podemos calcular as razões entre os gases C_2H_2/C_2H_4 e CH_4/H_2 . Na tabela 9 são mostrados os valores das relações das concentrações.

Tabela 9 – Razões entre C_2H_2/C_2H_4 e CH_4/H_2 .

Instrumentação	22/10		24/10		26/10		28/10	
Data da Coleta	LAB	CAL5	LAB	CAL5	LAB	CAL5	LAB	CAL5
C_2H_2/C_2H_4	0,21	0,20	0,23	0,20	0,22	0,20	0,24	0,19
CH_4/H_2	0,93	0,85	0,85	0,85	0,90	0,85	0,84	0,84

Fonte: Autoria própria.

Comparando os valores da tabela 9 com a tabela 4, temos que o diagnóstico para o transformador 1 seja o centelhamento (C1), sendo que este de acordo com a NBR 7272, ocorre entre partes metálicas na forma de ruptura dielétrica de alta densidade de ionização.

Retornando ao T2, na figura 13b verificamos que o valores obtidos na análise laboratorial tem uma média de 1,2 e RSD de 12,2%, para o Calisto 5 valores constantes de 2,6 sem desvio relativo. Para o gás acetileno, o Calisto 5 também apresenta valor acima do limite da tabela 1 >2 ppm, mas abaixo do limite imposto pela tabela 2 que é de 3 ppm. Portanto, podemos considerar que o transformador 2 opera dentro da normalidade.

A interpretação das concentrações de gases no óleo isolante do transformador é importante para identificar possíveis falhas no equipamento e, assim, realizar a manutenção preventiva. No entanto, é importante considerar que diferentes técnicas de análise podem levar a variações nos resultados, e uma interpretação mais precisa requer a análise de outras informações, como a idade do transformador, histórico de manutenção e condições operacionais. Podemos observar que, em geral, as concentrações de gases no óleo isolante medidos no Calisto 5 são maiores do que as obtidas no laboratório. Isso pode ser atribuído às diferentes condições de amostragem e análise. O Calisto 5 utiliza um método de amostragem a partir do próprio equipamento, enquanto o laboratório utiliza amostragem manual. Além disso, o Calisto 5 utiliza uma técnica de cromatografia para análise, enquanto o laboratório utiliza espectroscopia.

As faixas de temperaturas em que esses gases são mais produzidos no óleo podem ser vistas na Figura 14. Também pode observa-se, na Figura 14, que misturas desses gases são sempre formadas a qualquer temperatura. Olhando para as suas proporções relativas no óleo, é possível identificar as falhas que as produziram, utilizando uma das técnicas descritos no capítulo 2. O hidrogênio (H_2) é gerado principalmente a partir de descarga parcial corona e gaseificação de óleo, também de descargas de faíscas e arcos, embora

Figura 14 – Percentagem relativa das concentrações de gás em função da temperatura e do tipo de falha.

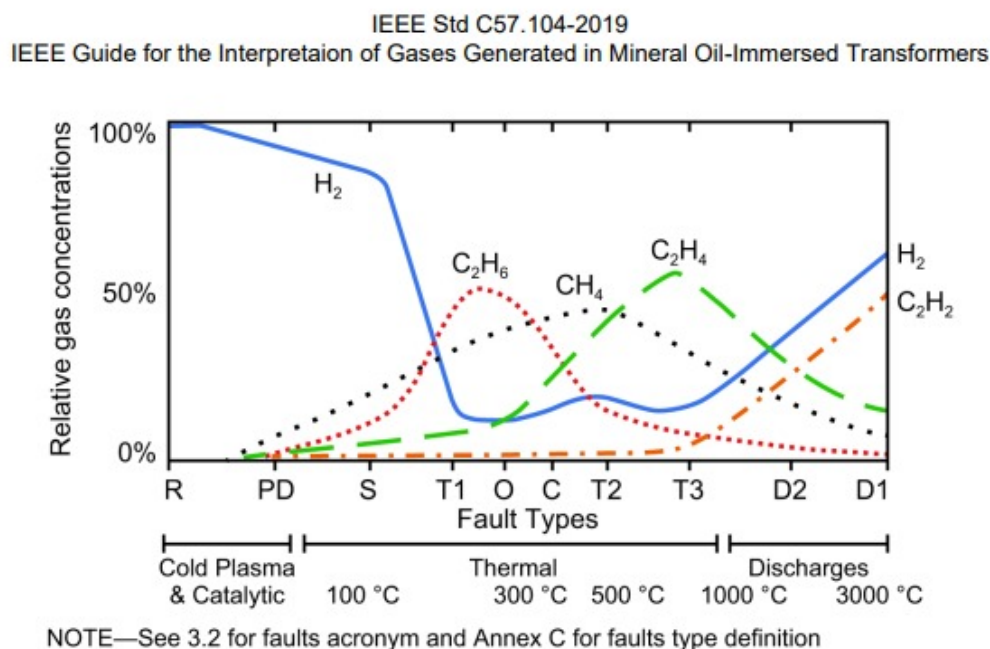


Figure 1—Relative percentage of dissolved gas concentrations in mineral oil as a function of temperature and fault type

Fonte: Adaptado de [IEEE... \(2019\)](#).

C₂H₂ seja um indicador muito melhor nesses casos. Também pode ser causada por reação química com o metal presente nos enrolamentos([IEEE... , 2019](#)).

Exemplo prático a 105°C começa a cisão das cadeias polimericas do isolamento sólido e com 300°C se da a completa decomposição e carbonização do papel, com o aumento da temperatura eleva-se o teor de oxigenio no óleo e teor de umidade no papel e com o superaquecimento do óleo eleva-se o nível dos gases etano e etileno, já o arco elétrico eleva-se o teor dos gases acetileno e etileno Metano (CH₄), etano (C₂H₆) e etileno (C₂H₄) são criados a partir do aquecimento de óleo ou papel. Acetileno (C₂H₂) é criado a partir de arco em óleo ou papel a temperaturas muito altas acima de 1000 °C. Transformadores sem fusíveis internos, interruptores ou outros dispositivos de arco que possam ter operado não devem criar qualquer C₂H₂ em condições normais de operação. Não é incomum encontrar níveis aumentados de H₂ ou C₂H₄ quando C₂H₂ é detectado([IEEE... , 2019](#)).

4 CONCLUSÃO

Com base no estudo realizado, verificamos que os resultados obtidos pelo Calisto 5 apresentam uma boa correlação com os resultados do laboratório, embora algumas divergências tenham sido observadas em relação à concentração de alguns gases específicos. É importante lembrar que a interpretação dos resultados deve ser feita em conjunto com outras informações, como o histórico de operação do transformador e outras análises de diagnóstico, para uma avaliação mais precisa do estado de saúde do equipamento.

Ao comparar as concentrações de gases medidas pelo laboratório e pelo Calisto 5, podemos observar que há uma variação significativa nos valores medidos, especialmente para o monóxido de carbono (CO), que mostra uma maior variação nos resultados entre as duas técnicas de análise. Isso pode indicar que uma ou ambas as técnicas de análise têm uma margem de erro significativa ou podem ser influenciadas por fatores externos.

Observamos que as concentrações de hidrogênio, metano e etileno apresentam uma tendência de aumento ao longo das quatro datas de coleta e análise, enquanto as concentrações de monóxido de carbono e acetileno mantiveram-se relativamente constantes. Esse aumento pode ser um indicativo de possíveis falhas no transformador ou em seu sistema de resfriamento, que estão gerando a produção desses gases.

Para avaliar a variabilidade dos resultados, foram calculados os coeficientes de variação para cada método de análise (RSD %). Nota-se que, em geral, os coeficientes de variação são baixos, para o CALISTO 5, indicando uma boa precisão do método. A exceção é para o acetileno pelo CALISTO 5, que apresentou um RSD de 3% no transformador 1, e para o monóxido de carbono no Transformador 2 com RSD de 3%. Já o laboratório apresentou variações mais altas, com exceção para o etileno, que apresentou um RSD de 0,8% para o transformador 1, já no transformador 2 apresentou um RSD médio de 12,74% somente o etileno apresentou RSD abaixo de 10%

A análise dos resultados revela que, em geral, as concentrações de gases estão dentro dos limites aceitáveis para óleo isolante de transformadores. No entanto, é possível notar que em algumas amostras, principalmente para CO e C₂H₂, as concentrações são mais elevadas do que em outras. O monóxido de carbono é um dos principais gases gerados como resultado da decomposição do óleo isolante e pode indicar um superaquecimento ou um processo de combustão em curso. As concentrações medidas nesta tabela estão dentro dos limites aceitáveis, mas ainda assim são relativamente altas em algumas amostras. Isso sugere que podem estar ocorrendo processos de decomposição mais intensos em algumas partes do T1, o que pode levar a falhas futuras. Para o T2, a análise ficou comprometida em decorrência da suspeita de mau funcionamento do Calisto 5 instalado.

O acetileno é um gás que normalmente não é encontrado em óleo isolante de transformadores em operação normal, mas pode ser gerado como resultado de uma descarga parcial ou arco elétrico no equipamento. A presença de acetileno em níveis mais elevados do que o esperado pode indicar um problema com o isolamento do transformador, que pode levar a falhas ou curtos-circuitos no futuro. As concentrações de hidrogênio, metano e etileno estão dentro dos limites aceitáveis e não indicam problemas significativos com o transformador. No entanto, é importante monitorar esses gases ao longo do tempo para garantir que as concentrações permaneçam estáveis e não aumentem significativamente, o que pode indicar problemas no isolamento do transformador.

Por fim, pode-se concluir que as concentrações de gases no óleo isolante analisadas pelo laboratório e pelo CALISTO 5 apresentam boas concordâncias para a maioria dos gases analisados. Isso sugere que o equipamento CALISTO 5 é uma ferramenta confiável para análise de gases dissolvidos em óleo isolante. No entanto, a variação percentual no RSD indica que as medições podem ser afetadas por variações na amostragem e/ou análise. Portanto, é importante levar em consideração as incertezas associadas às medições ao interpretar os resultados. Além disso, é importante realizar mais análises em outras amostras de óleo isolante para confirmar os resultados obtidos neste estudo.

Referências

- ANEEL, R. *AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 669 DE 14 DE JULHO DE 2015*. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/022/resultado/ren2015669.pdf>>acessoem:12dejunhode2023>. Citado na página 23.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 7070: Guia para amostragem de gases e Óleo em transformadores e análise dos gases livres e dissolvidos*. Rio de Janeiro, 2006. Citado 3 vezes nas páginas 16, 18 e 22.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 7274: Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço*. Rio de Janeiro, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 16, 17, 18 e 24.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 10576: Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos — diretrizes para supervisão e manutenção*. Rio de Janeiro, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- GULLA, B. *Transformer Failure II*. 2015. Disponível em: <https://www.fmglobal.com/insights-and-impacts/2015/transformer-failure-ii_2015_fmglobalreason>. Citado na página 13.
- IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. *IEEE Std C57.104-2019 (Revision of IEEE Std C57.104-2008)*, p. 1–98, 2019. Citado 7 vezes nas páginas 17, 18, 19, 20, 24, 25 e 33.
- JORDÃO, R. G. *Transformadores*. [S.l.]: Editora Blucher, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 14.
- KARDEC, A.; NASCIF, J. *Manutenção-função estratégica*. [S.l.]: Qualitymark Editora Ltda, 2009. Citado na página 22.
- LIMA, S. *Diagnóstico inteligente de falhas incipientes em transformadores de potência utilizando a análise dos gases dissolvidos em óleo*. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado, UFC/CT/DEE-Departamento de Energia Elétrica . . . , 2005. Citado na página 14.
- MELO, A. et al. Estudos de oxidação em compostos parafínicos e avaliação do desempenho de aditivos. In: *trabalho apresentado no VI Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica. Campinas, Campinas–São Paulo*. [S.l.: s.n.], 2005. Citado na página 17.
- MILASCH, M. *Manutenção de transformadores em líquido isolante*. [S.l.]: E. Blucher, 1984. Citado 3 vezes nas páginas 16, 17 e 22.
- NEPOMUCENO, L. X. *Técnicas de manutenção preditiva-vol. 2*. [S.l.]: Editora Blucher, 2014. v. 2. Citado na página 22.
- PORTO, J.; TOSTES, J. A.; GOMES, A. F. De apagão a apagado: Ensaio sobre a questão energética amapaense. *Maringá: Uniedusul*, 2021. Citado na página 13.

- ROBBA, E. J. et al. *Análise de sistemas de transmissão de energia elétrica*. [S.l.]: Editora Blucher, 2021. Citado na página 13.
- SCHAFFER, M. *Óleo de Transformador – DGA Da amostragem à análise*. 2023. Disponível em: <<http://www.engemeteletrica.com.br/fornecedores/morgan/dga-apresentacao-tecnica-portugues.pdf>>. Citado na página 23.
- SUN, H.-C.; HUANG, Y.-C.; HUANG, C.-M. A review of dissolved gas analysis in power transformers. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 14, p. 1220–1225, 2012. Citado na página 14.
- TENBOHLEN, S. et al. Transformer reliability survey. *Technical Brochure*, v. 642, p. 94–102, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.
- UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley-7*. [S.l.]: AMGH Editora, 2014. Citado na página 13.
- XU, H. An intelligent fault diagnosis approach for power transformers based on support vector machines. 2017. Citado na página 14.
- ZIRBES, R.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. Metodologias para avaliação e diagnóstico do estado de isolamentos de papel impregnado com óleo mineral. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, SciELO Brasil, v. 16, p. 318–331, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 23.