



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO FELIPE NOGUEIRA MOREIRA SCARIOT

**ANÁLISE COMPARATIVA DE MÉTODOS DE INTERPRETAÇÃO DE GASES
DISSOLVIDOS EM ÓLEO ISOLANTE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

FORTALEZA

2022

JOÃO FELIPE NOGUEIRA MOREIRA SCARIOT

ANÁLISE COMPARATIVA DE MÉTODOS DE INTERPRETAÇÃO DE GASES
DISSOLVIDOS EM ÓLEO ISOLANTE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

Coorientador: Eng. Ms. Raphael Fernandes Sales Costa.

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S296a Scariot, João Felipe Nogueira Moreira.

Análise comparativa de métodos de interpretação de gases dissolvidos em óleo isolante de transformadores de potência / João Felipe Nogueira Moreira Scariot. – 2022.
68 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

Coorientação: Prof. Me. Raphael Fernandes Sales Costa.

1. Transformador de potência. 2. Manutenção preditiva. 3. Análise de gases dissolvidos. 4. Óleo isolante de transformadores. 5. Performance de diagnóstico. I. Título.

CDD 621.3

JOÃO FELIPE NOGUEIRA MOREIRA SCARIOT

ANÁLISE COMPARATIVA DE MÉTODOS DE INTERPRETAÇÃO DE GASES
DISSOLVIDOS EM ÓLEO ISOLANTE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Me. Raphael Fernandes Sales Costa (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Diego Falchi Teixeira Barros
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha mãe, Ana Cristina Nogueira Moreira
À minha avó, Ana de Lourdes Nogueira
Moreira.
À minha família;
A todos os meus amigos queridos que fizeram
parte dessa jornada.

AGRADECIMENTOS

Queria agradecer principalmente a minha mãe e a minha avó, Ana Cristina Nogueira Moreira e Ana de Lourdes Nogueira Moreira, por todo o apoio nos meus estudos e pela ótima criação que tive, com amor, carinho e louvável formação de caráter.

Aos meus amigos, Wendell Carlos, Paulo Victor e Francisco Marcos que estiveram mais próximos a mim ao longo desse curso, compartilhando desde os desafios até os momentos de descontração. Amigos e companheiros que pretendo levar para a vida.

Ao meu orientador Prof. Dr. Raimundo Sampaio Furtado e ao meu coorientador Eng. Me. Raphael Fernandes Sales Costa pelas orientações em meu trabalho de conclusão de curso, com direcionamentos e contribuições muito relevantes para o êxito do trabalho.

Aos membros da banca examinadora, Prof. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão e Diego Falchi Teixeira Barros pelo interesse e disponibilidade.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará (UFC), pelo suporte fornecido para que os conhecimentos pretendidos ao longo da graduação fossem efetivamente adquiridos.

“Se eu vi mais longe, foi por estar sobre ombros
de gigantes.”

(Isaac Newton)

RESUMO

Os transformadores de potência exercem papel crucial para o fornecimento de energia elétrica, sendo isso cada vez mais escalonado com o aumento da complexidade do sistema elétrico de potência (SEP) e da demanda de energia pela sociedade. Frente a isso, o desligamento não programado desses equipamentos pode resultar em grandes impactos à sociedade. Com isso, a manutenção se traduz como a forma mais eficiente para prever e remediar tais eventos, especialmente em sua vertente preditiva. Dentro disso, a análise de gases dissolvidos (DGA - Dissolved Gas Analysis) do óleo isolante desses equipamentos destaca-se como uma das técnicas mais promissoras de manutenção preditiva. Frente a esse cenário, neste trabalho, busca-se realizar uma análise comparativa de métodos de interpretação de gases dissolvidos em óleo isolante de transformadores de potência. Para tal, delimitam-se os principais métodos de DGA em norma, selecionam-se dois deles (Triângulo de Duval 1 e Relação Básica de Gases) e aplicam-se estes a um conjunto de dados, avaliando os respectivos desempenhos por meio de parâmetros de performance propostos. A partir dos resultados obtidos, verifica-se uma taxa de acerto de diagnóstico próximos entre os dois métodos, cerca de 50%, enquanto os erros se manifestam de maneira distinta: diagnósticos de falhas erradas para o primeiro método e indefinições de falha para o segundo. Com isso, pode-se entender o comportamento geral dos métodos de DGA delimitados com suas respectivas particularidades de diagnósticos.

Palavras-chave: Transformador de Potência; Manutenção Preditiva; Análise de Gases Dissolvidos; Óleo Isolante de Transformadores; Performance de Diagnóstico.

ABSTRACT

Power transformer plays a crucial role in the energy supply chain and it's going to dramatically escalate due to the increasing complexity of the electrical power system (EPS) and the society demand for energy. In view of this, the unscheduled shutdown of this equipment can result in major impacts on society. Thereby, maintenance is the most efficient way to predict and prevent such events, especially in its predictive approach. Like this, dissolved gas analysis (DGA) on oil of power transformers stands out as one of the most promising techniques of predictive maintenance. Given this scenario, this work seeks to carry out a comparative analysis of methods of DGA applied to power transformers. To this end, the main DGA methods are delimited in the standards, two of them are selected (Duval's Triangle 1 and Basic Gas Ratio) and then applied to a dataset, evaluating the respective performances through proposed parameters. From the results obtained, there is a close diagnosis accuracy rate between the two methods, around 50%, while the errors manifest themselves in different ways: wrong fault diagnoses for the first method and failure indefinitions for the second. Therefore, this result gives the general behavior of the delimited DGA methods with their respective diagnostic particularities.

Keywords: Power transformer; Predictive Maintenance; Transformer insulation; Dissolved Gas Analysis; Diagnostic Performance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Componentes principais do transformador de potência	18
Figura 2 – Curva de vida útil do transformador.....	23
Figura 3 – Origens das falhas de transformadores de potência.	24
Figura 4 – Causas presumidas das falhas de transformadores de potência.	24
Figura 5 – Recipientes para amostragem de óleo isolante (a) seringa e (b) frasco	28
Figura 6 – Formação de gases combustíveis versus temperatura de decomposição do óleo ...	34
Figura 7 – Representação gráfica do Triângulo de Duval 1.	40
Figura 8 – Representação gráfica para a Relação Básica de Gases.....	42
Figura 9 – Novo método gráfico de DGA em forma Heptagonal.	43
Figura 10 – Esquemático do <i>Dataset</i> utilizado.....	44
Figura 11 – Fluxograma para diagnóstico pelo método Triângulo de Duval 1.	45
Figura 12 – Esquemático para tabela de diagnóstico pelo Triângulo de Duval 1.	46
Figura 13 – Fluxograma para diagnóstico pela Relação Básica de Gases.....	47
Figura 14 – Esquemático para tabela de diagnóstico pela Relação Básica de Gases.....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação entre características para óleo mineral naftênico e parafínico.....	22
Tabela 2 – Ensaio para óleo mineral isolante.....	23
Tabela 3 – Ensaio elétrico periódico para transformadores elétricos.	26
Tabela 4 – Valores máximos para fator de perdas elétricas para óleo de transformadores	30
Tabela 5 – Valores limite para o índice de neutralização para óleo de transformadores.	31
Tabela 6 – Valores mínimo para rigidez dielétrica em óleo de transformadores.....	31
Tabela 7 – Valores mínimos para tensão interfacial em óleo de transformadores.....	32
Tabela 8 – Valores mínimos para teor de água em óleo de transformadores.....	32
Tabela 9 – Falhas incipientes normatizadas	35
Tabela 10 – Métodos por norma de referência.	36
Tabela 11 – Gases por métodos das normas de referência.	37
Tabela 12 – Faixas de valores de normalidade de gases dissolvidos no óleo.....	38
Tabela 13 – Faixas de valores de normalidade para taxa de crescimento anual dos gases.	39
Tabela 14 – Valores máximos para normalidade de gases por idade do equipamento e relação O_2/N_2	39
Tabela 15 – Valores máximos de normalidade para taxa de crescimento anual de gases por idade do equipamento e relação O_2/N_2	39
Tabela 16 – Coordenadas para regiões de falha do Triângulo de Duval 1.	40
Tabela 17 – Falhas para Relações Básicas de Gases.	41
Tabela 18 – Resultados de parâmetros de desempenho dos diagnósticos para cada método...	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DGA	<i>Dissolved Gas Analysis</i> – Análise de gases dissolvidos
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
PD	Descargas parciais
D1	Descargas de baixa energia
D2	Descargas de alta energia
T1	Falhas térmicas de temperatura $< 300\text{ }^{\circ}\text{C}$
T2	Falhas térmicas de temperatura $300\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$
T3	Falhas térmicas de temperatura $> 700\text{ }^{\circ}\text{C}$
PPM	Partes por milhão
CIGRÉ	Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS.....	16
<i>1.1.1</i>	<i>Objetivo geral.....</i>	<i>16</i>
<i>1.1.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	<i>16</i>
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	17
<i>2.1.1</i>	<i>Partes construtivas.....</i>	<i>17</i>
<i>2.1.1.1</i>	<i>Parte ativa</i>	<i>18</i>
<i>2.1.1.2</i>	<i>Tanque principal e de expansão</i>	<i>18</i>
<i>2.1.1.3</i>	<i>Comutador.....</i>	<i>19</i>
<i>2.1.1.4</i>	<i>Buchas.....</i>	<i>19</i>
<i>2.1.1.5</i>	<i>Acessórios.....</i>	<i>19</i>
<i>2.1.1.6</i>	<i>Radiadores e ventiladores.....</i>	<i>20</i>
<i>2.1.2</i>	<i>Sistema de isolamento.....</i>	<i>20</i>
<i>2.1.2.1</i>	<i>Papel isolante</i>	<i>21</i>
<i>2.1.2.2</i>	<i>Óleo Isolante.....</i>	<i>21</i>
2.2	FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	23
2.3	MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES.....	25
<i>2.3.1</i>	<i>Metodologia de manutenção</i>	<i>25</i>
<i>2.3.2</i>	<i>Técnicas de manutenção</i>	<i>26</i>
<i>2.3.3</i>	<i>Coleta do Óleo Mineral Isolante</i>	<i>28</i>
<i>2.3.4</i>	<i>Análise físico-química</i>	<i>29</i>
<i>2.3.4.1</i>	<i>Cor e aparência</i>	<i>30</i>
<i>2.3.4.2</i>	<i>Densidade</i>	<i>30</i>
<i>2.3.4.3</i>	<i>Fator de perdas dielétricas.....</i>	<i>30</i>
<i>2.3.4.4</i>	<i>Índice de neutralização (acidez).....</i>	<i>31</i>
<i>2.3.4.5</i>	<i>Rigidez dielétrica.....</i>	<i>31</i>
<i>2.3.4.6</i>	<i>Tensão interfacial</i>	<i>31</i>
<i>2.3.4.7</i>	<i>Teor de água</i>	<i>32</i>
<i>2.3.5</i>	<i>Análise cromatográfica gasosa</i>	<i>33</i>
2.4	FORMAÇÃO DE GASES E FALHAS INCIPIENTES.....	33

2.5	MÉTODOS E PROCEDIMENTOS INDICADOS NAS NORMAS DE DGA.....	36
2.5.1	<i>Níveis de gases em serviço</i>	38
2.5.2	<i>Triângulo de Duval 1</i>	39
2.5.3	<i>Relações básicas de gases</i>	41
2.6	ESTADO DA ARTE DO DGA	42
2.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	43
3	METODOLOGIA.....	44
3.1	INTRODUÇÃO	44
3.2	AQUISIÇÃO DE DADOS	44
3.3	DIAGNÓSTICO PELO TRIÂNGULO DE DUVAL 1	45
3.4	DIAGNÓSTICO PELA RELAÇÃO BÁSICA DE GASES	46
3.5	VERIFICAÇÃO DE ASSERTIVIDADE E CONSISTÊNCIA	48
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	49
4	ANÁLISE DE RESULTADOS	50
4.1	NÍVEL DE GASES EM SERVIÇO	50
4.2	DIAGNÓSTICO PELO TRIÂNGULO DE DUVAL 1	50
4.3	DIAGNÓSTICOS PELA RELAÇÃO BÁSICA DE GASES.....	51
4.4	PERFORMANCE GERAL	51
4.5	PROBLEMÁTICAS.....	52
5	CONCLUSÃO.....	53
	REFERÊNCIAS.....	54
	ANEXO A – BASE DE DADOS	57
	APÊNDICE A – DIAGNÓSTICO TRIÂNGULO DE DUVAL 1	61
	APÊNDICE B – DIAGNÓSTICO RELAÇÃO BÁSICA DE GASES	65

1 INTRODUÇÃO

É inegável que a energia elétrica se tornou essencial à sociedade, sendo imprescindível para o cotidiano desde atividades simples até as mais complexas e específicas. Nesse contexto, faz-se necessário cada vez mais investir na modernização dos sistemas elétricos de potência para garantir o fornecimento de energia elétrica aos consumidores, de forma ininterrupta e com qualidade.

A expansão da matriz elétrica e a interligação dos sistemas regionais têm contribuído para o aumento da complexidade do sistema elétrico de potência (SEP). No SEP, os transformadores de potência, presentes nas subestações coletoras das usinas de geração e nas subestações ao longo do sistema de transmissão e de distribuição de energia, exercem papel fundamental para o fornecimento de energia elétrica a grandes blocos de carga, razão pela qual são considerados equipamentos críticos do ponto de vista da manutenção da confiabilidade, segurança, disponibilidade e qualidade de energia elétricas fornecidas aos consumidores.

Transformador pode ser definido como um equipamento de operação estática, o qual, por meio da indução eletromagnética, transfere energia de um circuito, chamado primário, para um ou mais circuitos denominados, respectivamente de secundários ou terciários, sendo, todavia, mantida a mesma frequência, porém com níveis de tensões e de correntes diferentes (MAMEDE FILHO, 2013).

O desligamento não programado de transformadores em função de faltas elétricas, ou manutenções de emergência, podem resultar em grandes impactos sociais e econômicos à sociedade, em função dos grandes blocos de cargas, por exemplo, indústrias, bairro, cidade ou até mesmo partes de um estado, afetados pela falta de energia.

A falha de um transformador de potência envolve um evento ou uma combinação destes que levam a sua saída de operação. As falhas podem ser originadas a partir de eventos externos, por exemplo, faltas no sistema de potência e descargas atmosféricas, ou de eventos internos, por exemplo, curto-circuito entre espiras e descargas parciais. As causas das falhas podem ser solicitações mecânicas, sobreaquecimento, condições elétricas severas e fenômenos químicos de degradação (ARAUJO, W. B., 2020).

O CIGRÉ (Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica) realizou um estudo para avaliar o desempenho dos transformadores, com classe de ≥ 138 kV, operando entre 2004 e 2009 e instalados no SEP brasileiro (CIGRÉ, 2013a). Nesse estudo, destacaram-se a origem de falha do equipamento a do tipo dielétrica de isolamento com 45,14% dos casos.

Com isso, a manutenção se traduz como a forma mais eficiente para garantir a preservação da vida útil destes equipamentos. Para tal, a gestão da manutenção necessita ser eficaz, não se restringindo apenas em reparar o equipamento de forma rápida, mas sim o manter disponível dentro de suas funcionalidades para a operação, evitando falhas repentinas e reduzindo as paradas de operação não planejadas (KARDEC; NASCIF, 2019).

Dentro do cenário de operação de transformadores de potência de grande porte, tem-se majoritariamente a utilização destes equipamentos isolados a óleo mineral. Para tais equipamentos, a análise de gases dissolvidos (DGA - Dissolved Gas Analysis) no óleo isolante é uma das técnicas de manutenção capazes de diagnosticar falhas incipiente na isolação destes equipamentos. As falhas incipientes são sintomas iniciais de falhas mais críticas, podendo progredir de sintomas para causas de inoperância do equipamento.

Em contraponto às técnicas convencionais de manutenção, o emprego da análise do óleo pode ser realizado com o transformador em operação. Para tal, realiza-se a coleta do óleo isolante e as análises cromatográfica e físico-química deste material. Com as composições de gases, para o diagnóstico por meio da DGA, buscam-se empregar métodos de interpretação de resultados descritos em normas de referência (IEEE, 2019; IEC, 2022; ABNT, 2012).

Nesses métodos, a disposição de concentração dos gases indica o tipo e a criticidade da falha no transformador. Ademais, as mudanças verificadas na produção de cada gás e a sua taxa de produção são fatores importantes na determinação do tipo e evolução de falhas nos transformadores. Nesse sentido, em IEEE (2019), recomendam-se Métodos Gás-Chave, Método de Doernenburg e Método de Roger e Triângulos e Pentágonos de Duval, enquanto, em IEC (2022) e ABNT (2012), recomendam-se Relação Básica de Gases e Triângulo de Duval 1. Dentre estes métodos, destacam-se neste tal trabalho, os métodos: Triângulo de Duval 1 (DUVAL, 2002) e Relações básica de gases (IEC, 2022; ABNT, 2012).

Apesar da existência de diversos métodos, estes apresentam condições e limitações de uso, o que torna a interpretação dos resultados complexa e dependente de um conhecimento mais profundo dos métodos utilizados. Diante disso, neste trabalho, propõe-se explorar tais circunstâncias nos resultados por meio da aplicação dos dois principais métodos delimitados em um conjunto de dados.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

O presente trabalho tem como objetivo geral apresentar os resultados da análise comparativa de métodos de interpretação de gases dissolvidos em óleo isolante de transformadores de potência.

1.1.2 Objetivos específicos

Ademais, o presente trabalho tem como objetivos específicos:

- Identificar nas normas de referência os principais métodos de DGA para transformadores de potência;
- Analisar as principais características desses métodos comparativamente por meio de dados;
- Propor parâmetros de avaliação de performance dos diagnósticos dos métodos analisados

1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- No capítulo 2, é apresentado o arcabouço teórico a respeito do que é manutenção, transformadores de potência e os métodos tradicionais de DGA para estes equipamentos;
- No capítulo 3, é apresentada a fonte de dados para análise e as metodologias de cálculo e visualização para obtenção dos resultados por cada método de DGA delimitado;
- No capítulo 4, é feita a análise comparativa dos resultados obtidos para cada método de DGA e a discussão desses resultados;
- No capítulo 5, é feito levantamento, na literatura contemporânea, de discussões acerca do tema estudado, a conclusão e sugestões de trabalhos futuros que possam agregar na linha de pesquisa;

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, serão desenvolvidas as bases teóricas que fundamenta este trabalho. Para tal, serão destacados o que são os transformadores, suas partes construtivas, suas falhas de operação e a manutenção destes equipamentos, ressaltando a técnica de análise de gases dissolvidos (DGA - *Dissolved Gas Analysis*) de óleo isolante. Com isso, o DGA será melhor explorado destacando a formação dos gases envolvidos, falhas incipientes normativas, os métodos encontrados em normas e o seu estado da arte.

2.1 Transformadores de Potência

Transformadores elétricos de potência são equipamentos de alta criticidade e, na maioria dos casos, os mais caros dentro de uma subestação de energia elétrica. A principal função desses equipamentos é a transferência de energia, na forma de potência elétrica, de um circuito primário para um ou mais circuitos secundários, mantendo-se a frequência do sistema e modificando as tensões e correntes de forma a atender ao consumo de forma mais adequada e segura (MAMEDE FILHO, 2013).

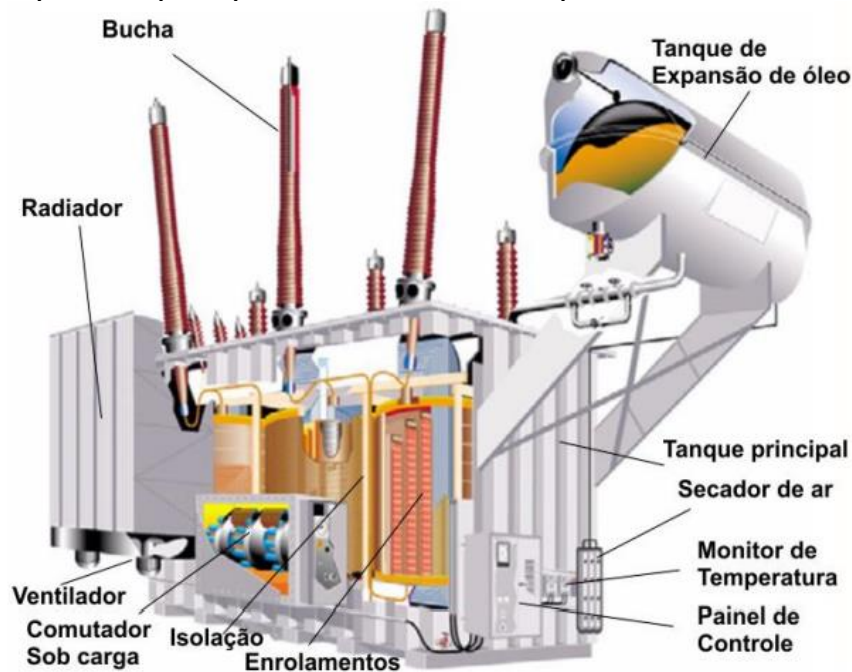
O transformador de potência também apresenta uma miríade de complexidades em virtude dos materiais de características especiais que são empregados na sua fabricação. Esses materiais podem ser afetados pelas condições de ambiente e trabalho. Dessa maneira, podem estar submetidos a altas tensões e correntes elétricas, temperaturas e esforços eletromecânicos potencialmente danosos ao equipamento.

Considerando que o transformador é parte fundamental para o fornecimento de energia e disponibilidade deste no sistema elétrico, seja industrial ou de transmissão e distribuição, faz-se imprescindível compreender seus principais componentes.

2.1.1 Partes construtivas

Na Figura 1, tem-se uma ilustração esquemática de um transformador de potência com destaque para os seus principais componentes. Nesse sentido, esses componentes são destrinchados nos subtópicos a seguir sucedidos do sistema de isolamento, a qual tem um destaque a parte.

Figura 1 – Componentes principais do transformador de potência



Fonte: (ARAUJO, W. B., 2020)

2.1.1.1 Parte ativa

A parte interna do equipamento, imersa em fluido isolante (óleo isolante), compreendida pelo núcleo ferromagnético, enrolamentos primários e secundários (eventualmente enrolamentos terciários), blindagens, isolação sólida (papel isolante) e sustentação mecânica de todo o conjunto formam o que é denominada parte ativa.

2.1.1.2 Tanque principal e de expansão

O tanque principal acomoda em seu interior a parte ativa do transformador, imersa no fluido isolante. O tanque principal é um componente robusto, o qual é capaz de suportar vácuo pleno e grandes pressões, provenientes de curtos-circuitos e de outros transitórios.

O tanque de expansão é responsável pela acomodação da variação de volume do líquido isolante dado seu aquecimento ou resfriamento. Com a expansão do volume de óleo, o ar seco presente no tanque de expansão ou em uma bolsa no interior dele (que evita o contato direto do óleo com o ar externo) flui naturalmente do interior do transformador para meio externo. Ademais, o processo também ocorre no sentido oposto, quando se tem a retração do fluido em virtude da redução da temperatura.

2.1.1.3 Comutador

Transformadores ocasionalmente necessitam compensar variações de tensão devido a oscilações de sistema ou carga. Para tal, faz-se uso do equipamento chamado comutador de taps, o qual altera a relação de transformação promovendo o ajuste de tensão desejado. Nesse sentido, existem essencialmente dois tipos de comutadores: os que realizam a alteração de taps somente com o transformador desenergizado e os que funcionam com o equipamento em operação e com carga, respectivamente denominados de *De Energized Tap Changers* (DETEC) e *On Load Tap Changer* (OLTC) (MAMEDE FILHO, 2013).

2.1.1.4 Buchas

As buchas são os componentes responsáveis pela conexão dos condutores dos enrolamentos do transformador aos do circuito elétrico externo. Estes componentes são compostos externamente de material isolante e, por vezes, preenchidas com óleo, dependendo do nível de tensão. As buchas são parte importante no isolamento do transformador e um dos componentes de maior fragilidade mecânica (MAMEDE FILHO, 2013).

2.1.1.5 Acessórios

Os transformadores de potência podem possuir diversos acessórios, que estão relacionados ao funcionamento e à proteção intrínseca do equipamento. De acordo com Mamede Filho (2013), os principais são:

- **Indicador de nível de óleo:** atuam como dispositivos de indicação de nível, normalmente operando em conjunto com o sistema de proteção, ao enviar sinais de alarme quando o fluido isolante atinge níveis pré-determinados no interior do tanque;
- **Termômetros do óleo e enrolamentos:** atuam como dispositivos de mensuração da temperatura instantânea do óleo e dos enrolamentos. Além disso, registram a maior temperatura durante determinado período. Ademais, usualmente possuem contatos auxiliares que sinalizam condições de alarme conforme níveis pré-estabelecidos;
- **Válvula de alívio de pressão:** dispositivo responsável pela descarga de óleo para o meio externo ao tanque quando ocorrer aumento excessivo da pressão

interna, como no caso de curto-circuito. Nesse sentido, a válvula atua quando a pressão atinge um nível pré-estabelecido e envia sinal de desligamento pelo sistema de proteção por meio de contato auxiliar;

- **Relé de Buchholz:** dispositivo de proteção que atua quando há produção excessiva de gases na parte interna do transformador. Os gases tendem a migrar do tanque principal para o tanque de expansão, sendo então detectados pelo relé Buchholz, o qual é sensibilizado de acordo com a quantidade de gás presente na câmara. Com a sensibilização, o relé envia sinal de desligamento pelo sistema de proteção por meio de contato auxiliar;
- **Secador de ar:** O processo de retração e expansão do óleo isolante demanda a entrada de ar na bolsa do tanque de expansão. Diante disso, tem-se o secador de ar como um recipiente contendo um produto químico que absorve a umidade do ar absorvido pelo transformador.

2.1.1.6 Radiadores e ventiladores

O sistema de resfriamento de um transformador é composto por radiadores e ventiladores. O primeiro tem a função de propiciar a troca térmica entre o líquido isolante do transformador e o ar externo. A capacidade de troca de calor pode ser potencializada com o uso de ventiladores, ao intensificar a circulação de ar externo com os radiadores. Essa potencialização também se traduz em ganho de capacidade da máquina, tendo em vista a possibilidade de converter mais potência.

2.1.2 Sistema de isolamento

Uma parte fundamental dos transformadores de potência é seu sistema de isolamento, o qual, tem parte sólida e líquida. O primeiro é geralmente composto por papel isolante, o qual envolve as bobinas dos transformadores isolando-as eletricamente. Já a parte líquida é, na maioria dos casos, composta por óleo isolante, o qual imerge a parte ativa em quantidade suficiente para promover a transferência do calor gerado para a superfície externa do tanque de metal e isolar eletricamente o meio contra arcos elétricos.

2.1.2.1 *Papel isolante*

A maioria dos materiais sólidos empregados em transformadores como isolantes térmicos é produzida a partir da celulose, sob a forma de papel ou papelão. O emprego do papel apresenta vantagens como custo viável, ampla gama de características físicas, propriedades elétricas e mecânicas adequadas (imerso ou não em óleo), estabilidade térmica e fácil obtenção (SILVA, 2013).

O papel *kraft* convencional é um dos modelos mais empregados como isolante sólido em transformadores. Este tipo de papel é composto por uma combinação de celulose (78-80%), hemicelulose (10-20%) e lignina (2-6%). Ainda que muito utilizado, a sua resistência térmica é restrita a 105 °C, o que é insuficiente para transformadores de alta potência. Diante disso, a utilização do papel *kraft* convencional em transformadores de potência é cada vez mais restrita, demandando constantes trocas deste material no equipamento, o que é caro e demorado (THIVIYANATHAN et al., 2022).

Nesse sentido, tem-se a alternativa do papel *kraft* termoestabilizado (TUK), o qual é uma evolução da sua versão convencional a partir da aplicação de químicos estabilizadores que retardam a ação do papel com agentes de envelhecimento (LEMOS, 2015). Com isso, o papel *kraft* termoestabilizado é capaz de operar em temperaturas acima de 120 °C, o que destaca, tal material com uma vida útil de até dez vezes maior do que sua versão convencional (JALBERT, J. et al., 2014).

Atualmente, existem estudos que destacam a utilização de um papel isolante de aramida, popularmente conhecido pelo modelo *Nomex*, como uma alternativa mais eficiente em resistência térmica do que o papel TUK, podendo alcançar 220 °C em operação. Todavia, para atestar sua total capacidade, ainda é necessário explorar outras características complementares desse material tal qual propriedades mecânicas, subprodutos do envelhecimento, dentre outros (THIVIYANATHAN et al., 2022).

2.1.2.2 *Óleo Isolante*

O principal tipo de óleo isolante utilizado nos transformadores de potência atualmente é o mineral, derivado do petróleo cru por meio de um processo de refino e destilação. O óleo mineral pode ser classificado em dois grandes grupos: naftênico e parafínico, os quais têm suas principais características comparadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Comparação entre características para óleo mineral naftênico e parafínico.

Naftênico	Característica	Parafínico
↑	Solubilidade de borra: A borra que se acumula na superfície do tanque do transformador afeta a circulação do óleo e reduz sua capacidade dielétrica e o processo de resfriamento geral.	↓
↑	Taxa de oxidação: Alta taxa de oxidação leva a formação de componentes polares afetando a capacidade de isolamento elétrica e térmica do óleo.	↓
↓	Viscosidade: Alta viscosidade afeta a fluidez do óleo, o que afeta sua circulação e por consequência o processo de resfriamento do equipamento.	↑
↓	Ponto de fluidez: Alto ponto de fluidez afetará na capacidade de resfriamento do transformador.	↑
↓	Densidade: A variação de densidade pode afetar na formação de partículas de gelo no óleo em operações em baixas temperaturas.	↑

Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (THIVIYANATHAN et al., 2022).

Além do tipo mineral, impulsionado especialmente por questões ambientais, foram desenvolvidos, por volta de 1999, óleos vegetais isolantes voltados para a utilização em transformadores elétricos. Este tipo de óleo apresenta boas propriedades elétricas (alta rigidez dielétrica e fator de dissipação) e baixas agressão ao meio ambiente e potencial inflamável. Todavia, apresentam alta suscetibilidade a reações de oxidação, o que altera radicalmente seu ponto de fluidez e viscosidade, o que se torna um grande entrave para aplicação em transformadores de potência (SANTOS ALMEIDA; RODRIGUES MUNIZ, 2020).

O óleo mineral isolante usado nos transformadores de potência deve apresentar uma série de propriedades físicas, químicas e elétricas que atendem aos critérios de isolamento, transferência térmica e refrigeração. Nesse sentido, para aplicações em equipamentos elétricos, a ABNT (2017) recomenda uma série de ensaios divididos em três grupos. Dentre estes, são pertinentes ao presente trabalho os ensaios do grupo 1, que são recomendados como ensaios de rotina. Na Tabela 2, são enumeradas as propriedades a serem obtidas com os ensaios e respectivas normas de referências destes.

Tabela 2 – Ensaio para óleo mineral isolante

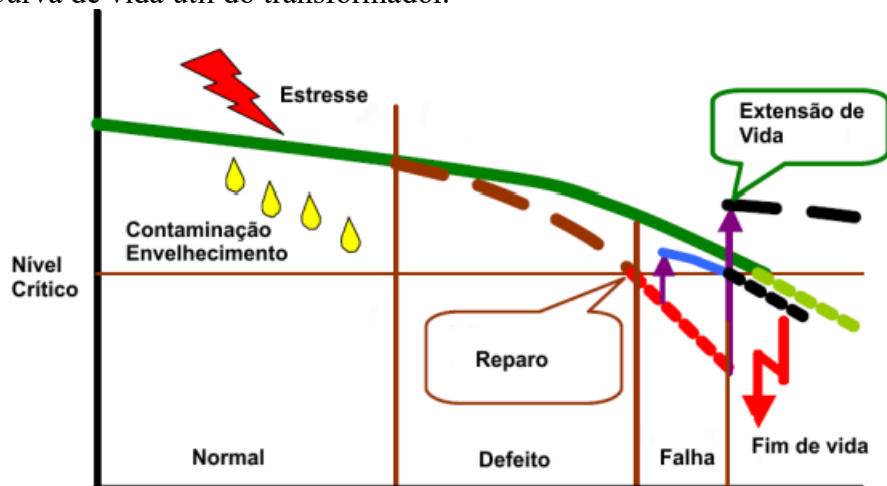
Propriedade	Subseção	Norma
Cor e aparência	5.2	ABNT NBR 14483
Densidade	5.3	ABNT NBR 7148
Fator de perdas dielétricas	5.4	ABNT NBR 12133
Índice de neutralização (acidez)	5.5	ABNT NBR 14248 ABNT NBR 14448
Rigidez dielétrica	5.6	ABNT NBR IEC 60156
Tensão interfacial	5.7	ABNT NBR 6234
Teor de água	5.8	ABNT NBR 10710
Análise de gases dissolvidos (DGA)	5.20	ABNT NBR 7070 ABNT NBR 7274

Fonte: (ABNT, 2017)

2.2 Falhas em transformadores de potência

O transformador de potência é um equipamento elétrico projetado para atender uma expectativa de vida útil e durante esta pode ser submetido a diversos processos de degradação e estresse, assim como ações de reparo e extensão e recuperação de vida útil (CIGRÉ, 2013b). Nesse sentido, a Figura 2 ilustra a curva de condição do transformador ao longo da sua vida útil.

Figura 2 – Curva de vida útil do transformador.



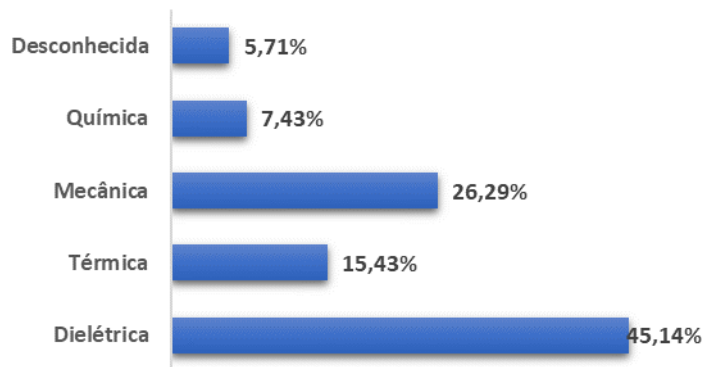
Fonte: (CIGRÉ, 2013b).

A falha de um transformador de potência envolve um evento ou uma combinação destes que levam a sua saída de operação. As falhas podem ser originadas a partir de eventos externos, por exemplo, faltas no sistema de potência e descargas atmosféricas, ou de eventos internos, por exemplo, curto-circuito entre espiras e descargas parciais. As causas das falhas

envolvem erros de fabricação, projeto, especificação, problemas durante sua operação, degradação, envelhecimento e erros de manutenção. Os mecanismos de falha de transformadores compreendem solicitações mecânicas, sobreaquecimento, condições elétricas severas e fenômenos químicos de degradação (ARAUJO, W. B., 2020).

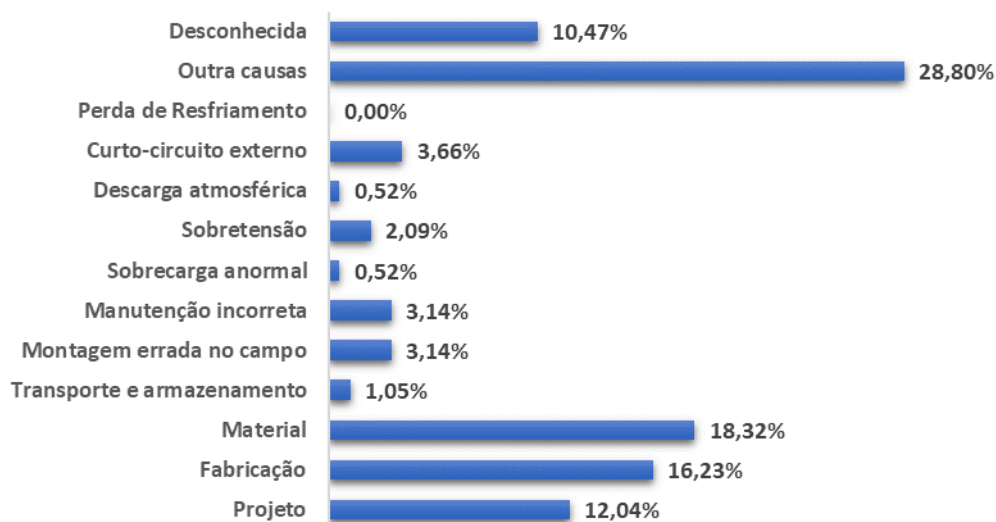
O CIGRÉ (Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica) publicou, em 2013, um estudo para avaliar o desempenho dos transformadores, com classe de tensão maior que 138 kV, instalados no Sistema Brasileiro (CIGRÉ, 2013a). Este estudo apresenta dados históricos de origens e causa de falhas em transformadores dentro do período de 2004 a 2009. Nesse sentido, a Figura 3 ilustra a relação percentual entre origens das falhas encontradas, enquanto a Figura 4 ilustra a relação percentual entre as causas presumidas das falhas encontradas.

Figura 3 – Origens das falhas de transformadores de potência.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (CIGRÉ, 2013a).

Figura 4 – Causas presumidas das falhas de transformadores de potência.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (CIGRÉ, 2013a).

Diante disto, verifica-se, na Figura 3, que a origem de falha predominante é do tipo dielétrica, intimamente ligada à isolamento elétrica do equipamento. Ademais, verifica-se, na Figura 5, além do conjunto “outras causas”, que a causa predominante de falha é relacionada ao material.

No cenário de falha associado à isolamento elétrica do transformador, existem variáveis de estados que sinalizam a situação da isolamento líquida e sólida do equipamento. Dentre as variáveis de estados para isolamento sólida, tem-se as características elétricas da isolamento, como resistência de isolamento e índice de polarização. Dentre as variáveis de estado para isolamento líquida, tem-se os compostos furânicos e os compostos gasosos presentes no óleo isolante: metano (CH₄), etano (C₂H₆), etileno (C₂H₄), acetileno (C₂H₂), hidrogênio (H₂), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), nitrogênio (N₂) e oxigênio (O₂) (CIGRÉ, 2013b).

2.3 Manutenção de transformadores

2.3.1 Metodologia de manutenção

A manutenção é uma técnica que objetiva a conservação do equipamento. No caso de transformadores de potência, a manutenção se aplica por meio de suas vertentes corretiva, preventiva e preditiva, de modo a garantir que o transformador mantenha uma depreciação natural da sua vida útil e não interrompa o fornecimento de energia para a máquina ou sistema que este alimenta.

De acordo com Kardec e Nascif (2019), a manutenção corretiva caracteriza-se pela atuação em fato já ocorrido, seja este uma falha ou um desempenho menor do que o esperado. Não há tempo para preparação do serviço. Já a manutenção preventiva visa reduzir ou evitar, tanto a falha quanto a queda de desempenho, obedecendo a um plano estratégico previamente elaborado, e baseado em intervalos de tempo ou condições definidas.

Segundo Otani e Machado (2008), a manutenção preditiva é aquela que realiza acompanhamento de variáveis e parâmetros de desempenho dos ativos de maneira sistemática, de modo a definir o melhor instante para a intervenção, com o máximo aproveitamento do ativo.

De acordo com Kardec e Nascif (2019), o contexto atual da manutenção é pautado pelo aumento da produtividades em associação à digitalização dos processos. Diante disso, tem-se a disponibilidade como principal métrica, reforçando a confiabilidade como principal objetivo gestado ainda na geração anterior. Com isso, a atuação da manutenção tende cada vez

mais à predição de falhas, manutenção preditiva e sensoriamento, buscando a mínima intervenção e saída de operação dos ativos.

2.3.2 *Técnicas de manutenção*

Para ações mínimas de manutenção em transformadore de potência isolados a óleo, a ABNT (2016) estabelece que cada empresa deve possuir um plano de manutenção e outro de contingência para ocorrências inesperadas em seus transformadores. Nesse sentido, esses planos devem ter como base as recomendações dos manuais dos equipamentos e a experiência de cada empresa, englobando no mínimo:

- Inspeção visual;
- Registros de manutenção;
- Análises físico-químicas do líquido isolante;
- Análises cromatográfica gasosa do líquido isolante;
- Ensaio elétrico periódico;
- Monitoramento de componentes;
- Registro da quantidade de comutações;
- Avaliação térmica de contatos e terminais (termovisão).

As inspeções consistem na observação de defeitos que estão evidentes visualmente, não dependendo do uso de ferramentas especiais nem da saída de operação do equipamento. Nesse sentido, usualmente os manuais dos equipamentos discorrem sobre pontos principais de observância e a periodicidade mínima para tal.

Os ensaios elétricos periódicos envolvem na maioria dos casos o uso de ferramentas especiais e da saída de operação do equipamento. Esse grupo de ações de manutenções pode envolver um universo de parâmetros do equipamento a serem observados. Nesse sentido, ABNT (2008) delimita uma lista desses ensaios e suas normas de referência, dentre as quais são destacados os elétricos na Tabela 3. Todavia, por definição, a norma destaca que a seleção dos ensaios e suas respectivas periodicidades dependem do acordo entre fabricante e comprador do equipamento, o que é geralmente formalizado no manual do equipamento.

Tabela 3 – Ensaio elétrico periódico para transformadores elétricos.

Ensaio	Subseção	Norma
Ensaio dielétricos especiais	8	ABNT NBR 5356-3

Ensaio	Subseção	Norma
Medição das capacitâncias entre o enrolamento e a terra e entre os enrolamentos	11.16	ABNT NBR 5356-1
Medição das características da tensão transitória transferida	11.7	ABNT NBR 5356-1
Medição da(s) impedância(s) de sequência zero em transformadores trifásicos	11.7	ABNT NBR 5356-1
Ensaio de suportabilidade a curto-circuito	-	ABNT NBR 5356-5
Medição de harmônicas da corrente de excitação	11.6	ABNT NBR 5356-1
Medição da potência absorvida pelos motores das bombas de óleo e dos ventiladores	11.9	ABNT NBR 5356-1
Medição do fator de dissipação ($\text{tg } \delta$) da isolação (medição do fator de potência do isolamento)	11.20	ABNT NBR 5356-1
Nível de tensão de rádio interferência	10.15	ABNT NBR 5356-1
Medição da resposta em frequência e impedância termina	11.21	ABNT NBR 5356-1
Levantamento da curva de saturação e medição da reatância em núcleo em ar do enrolamento	11.24	ABNT NBR 5356-1

Fonte: (ABNT, 2008).

A inspeção termográfica é uma técnica não destrutiva realizada com a utilização de sistemas infravermelhos para a medição de temperaturas ou observações de padrões diferenciais de distribuição de calor (SANTOS, 2017). Nesse sentido, a ação de manutenção consiste na utilização de um termovisor (câmera infravermelha) capturando imagens térmicas de pontos de conexão para avaliar sua temperatura em relação ao ambiente e a outras conexões. Com isso, pode-se avaliar anormalidades térmicas denominadas pontos quentes, os quais são causados pela deficiência de contato entre componentes, corrosão ou oxidação, excesso de carga ou defeito de componentes.

As análises de óleo isolante são um conjunto de resultados de ensaios laboratoriais deste líquido para avaliação de parâmetro de desempenho e composição de gases. Nesse sentido, são divididas em análise físico-química e cromatográfica gasosa. Para a realização destas, retira-se uma amostra do óleo isolante do transformador, podendo estar em operação, e envia-se para o laboratório realizar os ensaios. Com os resultados, pode-se inferir sobre a qualidade do óleo por meio dos seus parâmetros de desempenho e sobre situações de falhas internas, e sua gravidade para o transformador, a partir das diferentes concentrações de gases.

Diante do exposto, as análises de óleo destacam-se dentre as técnicas citadas devido à sua capacidade de indicação e predição de falhas internas com o equipamento em operação. Nesse sentido, o processo de coleta de óleo isolante e as análises físico-química e

cromatográfica gasosa são mais detalhados nos subtópicos a seguir.

2.3.3 Coleta do Óleo Mineral Isolante

O procedimento de coleta de óleo mineral isolante é estabelecido nas normas ABNT (2006) e ABNT (2021). A coleta consiste basicamente na extração direta do líquido isolante do transformador, estando energizado ou não, através de válvula auxiliares no equipamento com auxílio de recipientes para depósito do material.

Os recipientes de amostragem recomendados são seringas de vidro e frascos de vidro. As seringas devem ser à prova de gás e usualmente têm 20 ml ou 50 ml de capacidade de armazenamento a depender do laboratório de análise. O frasco de vidro deve ser à prova do óleo isolante e usualmente é na cor âmbar e tem capacidade de armazenamento de 1 litro. Na Figura 5, são ilustrados exemplos dos recipientes mencionados.

Figura 5 – Recipientes para amostragem de óleo isolante (a) seringa e (b) frasco



Fonte: (GUIA..., 2017).

O óleo coletado nas seringas é usualmente destinado à análise cromatográfica gasosa, enquanto o óleo do frasco é destinado para a análise físico-química. Nesse sentido, são necessários pelo menos 20 ml de óleo para análise cromatográfica gasosa, enquanto a análise físico-química demanda 1 litro de óleo. Ademais, análises complementares, tal qual a de teor de PCB's, são feitas a partir de alíquotas de óleo retiradas do frasco destinado à análise físico-química.

É recomendado evitar coletas com umidade relativa do ar acima de 70% ou com interferência de chuva para evitar contaminações indiretas (ABNT, 2006; ABNT, 2021). Não estando frente a tal condições e com as devidas autorizações de segurança, para coleta efetiva do óleo, deve-se primeiramente realizar a limpeza do registro do tanque do transformador de modo e retirar possíveis impurezas. Tal limpeza consiste na retirada de sujeiras externas ao registro e na liberação de cerca de 2 vezes o volume de óleo contido no registro para recipiente auxiliar, tal qual balde com material apropriado.

Partindo da devida esterilização do recipiente de amostragem, para coleta de óleo por meio da seringa, deve-se conectar uma das extremidades mangueira auxiliar, à prova do óleo isolante, ao registro do tanque do transformador. A outra extremidade da mangueira deve ser conectada ao bico da seringa por meio da torneira de três vias. Com isso, deve-se fazer a liberação do registro de modo que o óleo chegue a até o bico da seringa. Após isso, deve-se mudar a posição da torneira de três vias de maneira a permitir que o óleo entre na seringa com liberação do êmbolo realizada pela própria pressão do óleo. Após o preenchimento até a marcação, deve-se mudar a posição da torneira de três vias de modo que o óleo na mangueira escoe para o recipiente auxiliar. Ao mesmo tempo, com a seringa na vertical, deve-se abrir novamente a torneira de três vias de maneira a liberar possíveis bolhas ou gases e depois fechá-la novamente. Caso ainda restem bolhas de ar visíveis, deve-se repetir o procedimento até que não haja resquícios disso.

Com isso, verifica-se que o processo de coleta para seringa é complexo e sensível, podendo acarretar grandes distorções em resultados posteriores uma vez não feito com o devido cuidado. Diante disso, é comum que sejam feitas duas coletas em seringa distintas para utilização de contraprova nos resultados, de modo a identificar distorções provenientes do processo de coleta.

Novamente partindo da devida esterilização do recipiente de amostragem, para coleta de óleo por meio do frasco, deve-se conectar uma das extremidades da mangueira auxiliar, à prova do óleo isolante, ao registro do tanque do transformador. A outra extremidade da mangueira deve ser direcionada à entrada do frasco. Com isso, deve-se fazer a liberação do registro de modo que o óleo passe através da mangueira e caia sobre o frasco. Com o preenchimento até a marcação, deve-se fechar o registro e despejar o restante do óleo da mangueira em recipiente auxiliar.

Uma vez realizadas as coletas, é necessário acondicionar os materiais para o envio ao laboratório para realização das análises. Tem-se como boa prática de envio a utilização de plástico bolha, ou materiais de proteção análogos, envolta dos frascos para proteção contra danos físicos. Ademais, para as seringas, é comum envolvê-las com tecido espuma e colocá-las em tubo de PVC com tampões em suas extremidades, tendo este último diâmetro que não cause possível movimento brusco interno por excesso de espaço.

2.3.4 *Análise físico-química*

O ensaio físico-químico permite uma avaliação da qualidade do óleo isolante do

ponto de vista funcional. Isso se dá pela avaliação de suas características físicas, químicas, dielétricas e funcionais. Essas características são medidas de forma isolada, e correspondem as propriedades indicadas na Tabela 2, exceto a Análise de gases dissolvidos (DGA). Essas propriedades são mais bem explicadas nos subtópicos abaixo.

2.3.4.1 *Cor e aparência*

Tal ensaio consiste na avaliação da cor do óleo amostrado de acordo com padrões de cor determinados em ANSI (1996). Já a aparência do óleo é avaliada em sua turbidez ou presença de sedimentos, o que pode indicar a presença de água livre, sujeira, borra insolúvel, dentre outros contaminantes. Tais propriedades devem ser avaliada em conjunto com as demais, porém uma alteração rápida na cor e aparência pode indicar diretamente a deterioração ou a contaminação do óleo.

2.3.4.2 *Densidade*

A densidade permite indicar se óleo mineral é do tipo naftênico ou parafínico. Esta propriedade não é um indicativo direto de qualidade do óleo, uma vez que não há evidências de que a densidade é influenciada pelo desgaste do equipamento. Diante disso, sua aplicação é usual em locais com baixas temperaturas para detecção de cristais de gelo (CIGRÉ, 2013b).

2.3.4.3 *Fator de perdas dielétricas*

A avaliação do fator de perdas dielétricas é feita por meio da medição do fator de potência ou fator de dissipação. O fator de perdas tem comportamento inverso à resistividade, quando o primeiro aumenta, o outro diminui. Resultados elevados para o fator de perdas elétricas sugerem a presença de contaminantes indesejados tais quais sais metálicos, água, aldeídos, cetonas e álcoois. Os valores limites para tal propriedade por classe de tensão do equipamento são ilustrados na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores máximos para fator de perdas elétricas para óleo de transformadores

Fator de perdas máximo (%)	≤145 kV	>145 kV
% para 25°C	0,5	-
% para 90°C	15	12
% para 100°C	20	15

Fonte: (ABNT, 2017).

2.3.4.4 Índice de neutralização (acidez)

Essa propriedade descreve a acidez do óleo isolante e é dada pela quantidade de miligramas de KOH necessário para neutralizar 1 g de óleo. Os ácidos são produtos de oxidações e assim afetam a capacidade dielétrica do óleo. Ademais, podem também contribuir para a degradação do papel isolante e até de peças metálicas. A taxa de aumento desse índice é um indicador da taxa de envelhecimento do óleo (ABNT, 2017). Os valores limites dessa propriedade por tensão do equipamento são descritas ilustradas na Tabela 5.

Tabela 5 – Valores limite para o índice de neutralização para óleo de transformadores.

Tensão (kV)	Índice de neutralização máximo (mg de KOH/g de óleo)
≤ 72,5	0,20
≥ 72,5	0,15

Fonte: (ABNT, 2017).

2.3.4.5 Rigidez dielétrica

A rigidez dielétrica é a capacidade de resistir à tensão elétrica, função principal de qualquer material isolante, e, por isso, o principal objetivo deste ensaio é assegurar a isolação do óleo. Nesse sentido, a presença de água livre ou partículas sólidas no óleo reduz fortemente a sua rigidez dielétrica, comprometendo a capacidade de isolação. Dessa maneira, essa propriedade é um forte indicativo da existência desses contaminantes. Os valores mínimos dessa propriedade por tensão do equipamento são descritos na Tabela 6.

Tabela 6 – Valores mínimo para rigidez dielétrica em óleo de transformadores.

Tensão (kV)	Rigidez dielétrica mínima (kV)
≤ 72,5	40
> 72,5 e ≤ 145	50
> 145	60

Fonte: (ABNT, 2017).

2.3.4.6 Tensão interfacial

A tensão interfacial é a propriedade que traduz a tensão entre as faces de óleo e água e tem como objetivo detectar contaminantes polares solúveis e produtos de oxidação. Tal

propriedade é pertinente para detectar a deterioração do óleo ou contaminação a partir da diminuição do valor dessa propriedade (ABNT, 2017). Os valores mínimos dessa propriedade por tensão do equipamento são descritos na Tabela 7.

Todavia, tal propriedade não permite distinguir o contaminante envolvido, já que é nesse estágio que a tensão interfacial varia com rapidez, estabilizando posteriormente. Nesse sentido, essa tendência é contrária à do índice de neutralização, que tem variação maior quando já há uma certa degradação do óleo. Diante disso, é útil acompanhamento dela para transformadores que operem em sobrecarga, já que tendem a ter uma deterioração mais rápida (CIGRÉ, 2013).

Tabela 7 – Valores mínimos para tensão interfacial em óleo de transformadores.

Tensão (kV)	Tensão interfacial à 25°C (mN/m)
≤ 72,5	20
> 72,5 e ≤ 145	22
> 145	25

Fonte: (ABNT, 2017).

2.3.4.7 Teor de água

Essa propriedade traduz a quantidade de água para o óleo isolante, expressa em mg de água para cada kg de óleo. A água pode estar presente no óleo dissolvida, livre ou impregnada na isolação sólida. A consequência direta da sua presença é perda de capacidade dielétrica do óleo e da isolação sólida. Dessa maneira, essa propriedade é evidência direta para o envelhecimento do óleo (ABNT, 2017). Os valores máximos dessa propriedade por tensão do equipamento são descritos na Tabela 8.

Tabela 8 – Valores mínimos para teor de água em óleo de transformadores.

Tensão (kV)	Teor de água máximo (mg/kg)
≤ 72,5	20
> 72,5 e ≤ 145	22
> 145	25

Fonte: (ABNT, 2017).

2.3.5 *Análise cromatográfica gasosa*

A análise cromatográfica gasosa determina as concentrações dos gases dissolvidos no óleo mineral isolante a partir da amostra coletada. O procedimento é usualmente realizado pelo equipamento cromatógrafo, o qual é capaz de quantificar a concentração dos seguintes gases:

- H₂: Hidrogênio;
- O₂: Oxigênio;
- N₂: Nitrogênio;
- CH₄: Metano;
- CO: Monóxido de carbono;
- CO₂: Dióxido de carbono;
- C₂H₄: Etileno
- C₂H₆: Etano
- C₂H₂: Acetileno.

Não se há valores fixos para as quantidades desses gases tais qual nos parâmetros da análise físico-química. Nesse sentido, há métodos de interpretação de resultados empíricos e estatísticos delimitados em normas (IEEE, 2019; IEC, 2022; ABNT, 2012). Nesse sentido, é importante entender o processo de formação desses gases e as faltas associadas a eles para, com isso, partir para os métodos de interpretação de resultados.

2.4 **Formação de gases e falhas incipientes**

Para a análise de gases dissolvidos (DGA - *Dissolved Gas Analysis*) no óleo isolante de transformadores de potência, tem-se as falhas incipientes como causas a serem monitoradas e a formação de gases no óleo isolante como sinalizadores destes eventos.

As falhas incipientes são aquelas que estão em um estágio inicial e promovem a decomposição do material isolante e, com isso, estão associadas à formação de gases no interior do transformador de potência (IEEE, 2019; IEC, 2022). Nesse sentido, a formação dos gases depende da energia associada à decomposição química do óleo isolante, o que pode ser acelerado quando o equipamento é submetido a esforços elétricos e térmicos.

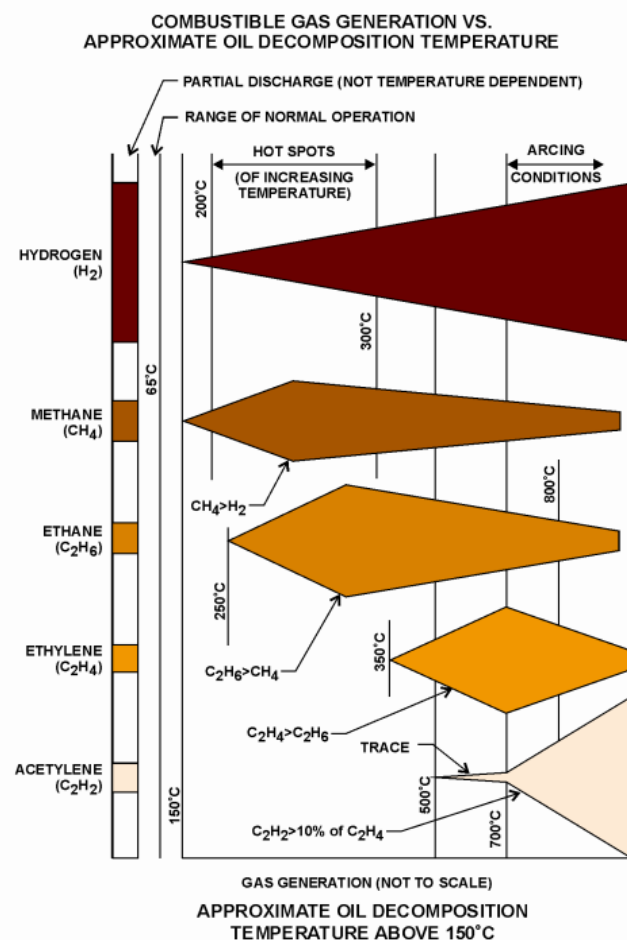
Verifica-se que essa decomposição usualmente é caracterizada por formação de hidrogênio ativo e fragmentos instáveis de hidrocarbonetos ou radicais livres advindos da

quebra de algumas ligações químicas do tipo hidrogênio-carbono (H-C) ou carbono-carbono (C-C). Frente a isso, se dá a liberação de oxigênio a partir da formação de hidroperóxidos instáveis pela ação catalítica de metais como o cobre, o que resulta, em produtos quimicamente ativos como ácidos. Frente a isso, eventuais elevações de temperaturas permitem que esses radicais livres se combinem formando gases, podendo se recombinar entre si para formação de moléculas estáveis (BAIMA AMORA, 2013).

Na Figura 6, pode-se observar a dinâmica para formação dos gases frente à variação da temperatura do óleo isolante de transformadores. As relações entre concentrações de gases são aproximações obtidas por observações empíricas controladas em laboratório por meio de espectrometria de massa (BUREAU OF RECLAMATION, 2005).

Na Figura 6, tem-se uma banda lateral esquerda que apresenta uma proporção aproximada dos gases frente à condição de descarga parcial. Ademais, na porção direita do gráfico, tem-se a progressão da temperatura ao longo do eixo horizontal destacando proporções aproximadas entre os diferentes os gases.

Figura 6 – Formação de gases combustíveis versus temperatura de decomposição do óleo



Fonte: (BUREAU OF RECLAMATION, 2005).

Frente à diversidade de causas que podem inferir na disposição de concentrações dos gases, de acordo com IEEE (2019) e a IEC (2022), as falhas, evento e seus gases associados são classificados na Tabela 9.

Tabela 9 – Falhas incipientes normatizadas

Código	Falha incipiente	Evento associados	Gases associados
PD	Descargas Parciais tipo corona	Descargas parciais do tipo corona ocorrem em vazios ou bolhas de gás da isolação resultantes de falhas durante impregnação do papel, presença de humidade no papel ou cavitação do óleo	H ₂
D1	Descargas de baixa energia	Pequenos arcos e centelhas entre conexões, anéis de blindagem, espiras adjacentes ou condutores e falha de isolação no núcleo. Descargas entre peças de fixação, bucha e tanque, ou entre enrolamentos e partes metálicas aterradas. Trilhamento em blocos de madeira, espaçadores, cola de viga isolante.	C ₂ H ₂ , C
D2	Descargas de alta energia	<i>Flashover</i> , trilhamento ou arco de alta energia, curto-circuito entre baixa tensão e terra, conectores, enrolamentos, buchas e tanque, barramento e tanque de cobre, enrolamentos e núcleo, em duto de óleo, torre. Loops fechados entre dois condutores adjacentes, parafusos isolados do núcleo, anéis de metal segurando pernas do núcleo	C ₂ H ₂ , C
T1	Falha térmica, t<300°C	Sobrecarga do transformador em emergências. Falha na circulação do óleo nos enrolamentos. Circulação de corrente através do fluxo de dispersão	C ₂ H ₆ , CO
T2	Falha térmica, 300°C<t<700°C	Contatos defeituosos entre as conexões parafusadas, contatos deslizantes, contatos dentro da chave seletora do comutador, conexões de cabos e tirantes de buchas. Circulação de corrente entre grampos e parafusos, grampos e lâmina do núcleo, em cabos de aterramento, soldas defeituosas ou fixadores do núcleo. Isolamento desgastado entre condutores em enrolamentos	CH ₄ , C
T3	Falha térmica, t>700°C	Correntes de circulação no tanque e no núcleo. Correntes parasitas na estrutura do tanque. Curto-circuito entre lâminas do núcleo.	C ₂ H ₄ , C

Fonte: (IEEE, 2019).

2.5 Métodos e Procedimentos indicados nas normas de DGA

Os vários métodos e procedimentos indicados em normas (IEEE, 2019; IEC, 2022; ABNT, 2012) para interpretação dos resultados da análise cromatográfica gasosa do óleo isolante visam diagnosticar a condição atual do sistema de isolamento do transformador. Nesse sentido, a concentração de todos os gases, parte deles ou relação entre essas concentrações são o ponto de partida para esses métodos. A partir desses dados, infere-se a condição do transformador de normalidade ou não, seguindo, na segunda situação, para identificação das falhas incipientes descritas na Tabela 9. Diante disso, tem-se um resumo dos métodos para cada norma de referência na Tabela 10 e um resumo dos gases envolvidos para cada método na Tabela 11.

Tabela 10 – Métodos por norma de referência.

Método	Normas de Referência		
	IEE C57.104-2019	IEC 60599-2022	NBR 7274-2012
Gás-chave (<i>Key Gas Method</i>)	X		
Método de Rogers (<i>Rogers Ratios Method</i>)	X		
Método de Doernenburg (<i>Doernenburg Ratios method</i>)	X		
Triângulo de Duval 1 (<i>Duval Triangles 1 method</i>)	X	X	X
Triângulos de Duval 4 e 5 (<i>Duval Triangles 4 and 5 methods</i>)	X		
Pentágonos de Duval 1 e 2 (<i>Duval Pentagon 1 and 2 methods</i>)	X		
Relação Básica de Gases (<i>Basic Gas Ratio</i>)		X	X
Relação CO ₂ /CO (<i>CO₂/CO Ratio</i>)		X	X
Relação O ₂ /N ₂ (<i>O₂/N₂ Ratio</i>)		X	X
Relação C ₂ H ₂ /H ₂ (<i>C₂H₂/H₂ Ratio</i>)		X	X

Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (IEEE, 2019; IEC, 2022; ABNT, 2012).

Tabela 11 – Gases por métodos das normas de referência.

Método	Gases obtidos da análise cromatográfica gasosa do óleo isolante								
	H ₂	O ₂	N ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂
Gás-chave (<i>Key Gas Method</i>)	X			X			X		X
Método de Rogers (<i>Rogers Ratios Method</i>)	X			X			X	X	X
Método de Doernenburg (<i>Doernenburg Ratios method</i>)	X					X	X	X	X
Triângulo de Duval 1 (<i>Duval Triangles 1 method</i>)						X	X		X
Triângulos de Duval 4 e 5 (<i>Duval Triangles 4 and 5 methods</i>)	X					X	X	X	
Pentágonos de Duval 1 e 2 (<i>Duval Pentagon 1 and 2 methods</i>)	X					X	X	X	X
Relação Básica de Gases (<i>Basic Gas Ratio</i>)	X					X	X	X	
Relação CO ₂ /CO (<i>CO₂/CO Ratio</i>)				X	X				
Relação O ₂ /N ₂ (<i>O₂/N₂ Ratio</i>)		X	X						
Relação C ₂ H ₂ /H ₂ (<i>C₂H₂/H₂ Ratio</i>)	X								X

Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (IEEE, 2019; IEC, 2022; ABNT, 2012).

Apesar de serem três documentos distintos, verifica-se que a norma IEEE (2019) traz uma maior variedade de métodos, enquanto a ABNT (2012) e IEC (2022) trazem essencialmente os mesmos métodos. Além disso, todos os documentos trazem recomendações de metodologias próprias que envolvem os métodos destacados.

IEEE (2019) traz uma recomendação própria de método de DGA que se traduz em um procedimento. Nesse sentido, o procedimento parte da avaliação dos valores de concentrações dos gases e suas respectivas taxas de crescimento entre amostras estarem dentro de faixas de normalidade obtidas por estudos estatísticos. Frente à não conformidade, passa-se a utilizar os métodos já mencionados na Tabela 10 sem uma ordem ou hierarquia específica para tal.

IEC (2022) traz uma recomendação própria de método de DGA que também se traduz em um procedimento análogo ao de IEEE (2019). Nesse sentido, inicialmente, segue-se o mesmo procedimento de comparação das concentrações dos gases e das suas respectivas taxas

de crescimento. Todavia, frente à anormalidade destes, delimita-se a identificação da falta pela Relação Básica de Gases (*Basic Gas Ratio*) e relações de CO_2/CO , O_2/N_2 e $\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2$.

ABNT (2012) também traz uma recomendação própria de método de DGA que também se traduz em um procedimento análogo aos demais. Todavia, a comparação inicial das concentrações de gases e suas taxas de crescimento é menos clara por não delimitar valores objetivos como os demais documentos. Já o restante do procedimento é análogo ao de IEC (2022).

Com isso, nota-se primeiramente uma grande variedade de métodos para análise dos gases dissolvidos no óleo isolante e procedimentos recomendados. Dessa maneira, delimita-se desde já métodos desejados para a análise comparativa deste trabalho de maneira a torná-lo objetivo. Portanto, delimita-se a premissa de verificação dos valores de normalidade para concentração dos gases, o que é comum a todas as normas de referência. Além disso, selecionam-se os métodos de identificação de faltas como o Triângulo de Duval 1 e a Relações básica de gases. Portanto, desenvolve-se em maiores detalhes os três pontos delimitados nos subtópicos a seguir.

2.5.1 Níveis de gases em serviço

IEEE (2019) e IEC (2022) utilizam um banco de dados de DGA para extrair valores típicos de concentração de gases que podem ser utilizados como valores de referência para tomada de decisão. Os valores típicos, que representam uma probabilidade pequena de ocorrência de falhas relacionada à produção de gases, são obtidos a partir do 90º percentil do banco de dados que contém resultados de DGA de diversas fontes. A Tabela 12 e a Tabela 13 indicam respectivamente a faixa de valores típicos para a concentração e taxa de crescimento dos gases calculados para IEC (2022) enquanto a Tabela 14 e a Tabela 15 fazem o mesmo para IEEE (2019) destacando condições de idade do equipamento e relação O_2/N_2 .

Tabela 12 – Faixas de valores de normalidade de gases dissolvidos no óleo.

-	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Valores típicos (ppm)	2-20	50-150	30-130	60-280	20-90	400-600	3800-14000

Fonte: (IEC, 2022).

Tabela 13 – Faixas de valores de normalidade para taxa de crescimento anual dos gases.

-	C ₂ H ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Valores típicos (ppm/ano)	0-4	35-132	10-120	32-146	5-9	260-1060	1700-10000

Fonte: (IEC, 2022).

Tabela 14 – Valores máximos para normalidade de gases por idade do equipamento e relação O₂/N₂.

Gases	O ₂ /N ₂ ≤ 0,2				O ₂ /N ₂ > 0,2			
	Idade do transformador				Idade do transformador			
	Desconhecida	1-9	10-30	>30	Desconhecida	1-9	10-30	>30
H ₂	80	75		100	40			
CH ₄	90	45	90	110	20			
C ₂ H ₆	90	30	90	150	15			
C ₂ H ₄	50	20	50	90	50	25	60	
C ₂ H ₂	1				2			
CO	900				500			
CO ₂	9000	5000	10000		5000	3500	5500	

Fonte: (IEEE, 2019).

Tabela 15 – Valores máximos de normalidade para taxa de crescimento anual de gases por idade do equipamento e relação O₂/N₂.

Gases	Máximo de variação de concentrações de gases (ppm) entre análises cromatográficas gasosas no intervalo de um ano	
	O ₂ /N ₂ ≤ 0,2	O ₂ /N ₂ > 0,2
	H ₂	40
CH ₄	30	10
C ₂ H ₆	25	7
C ₂ H ₄	20	
C ₂ H ₂	Qualquer variação	
CO	250	175
CO ₂	2500	1750

Fonte: (IEEE, 2019).

2.5.2 Triângulo de Duval 1

O Triângulo de Duval 1, idealizado por Michael Duval, utiliza as concentrações de CH₄, C₂H₄, e C₂H₂ para detectar falhas incipientes no transformador de potência (IEEE, 2019; IEC, 2022; DUVAL, 2002). Para tal, deve-se ter as concentrações desses gases em ppm e, conforme as equações 1, 2 e 3, obter seus respectivos valores relativos. Com isso, tais valores

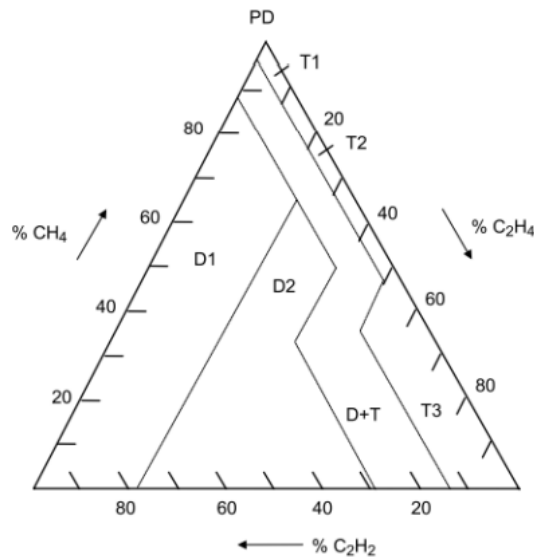
são utilizados como coordenadas para um ponto no triângulo de Duval 1 propriamente dito, o qual é ilustrado na Figura 7.

$$\%CH_4 = \frac{CH_4}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} * 100 \quad (1)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{C_2H_4}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} * 100 \quad (2)$$

$$\%C_2H_2 = \frac{C_2H_2}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} * 100 \quad (3)$$

Figura 7 – Representação gráfica do Triângulo de Duval 1.



Fonte: (IEEE, 2019).

Uma vez com as coordenadas, pode-se identificar em que região do triângulo a amostra irá corresponder. Cada região do triângulo representa um grupo de falha incipiente em conformidade com a Tabela 9, exceto a região D+T, que corresponde à possibilidade de falha térmica ou/e elétrica. Além disso, tais regiões também são delimitadas numericamente conforme Tabela 16.

Tabela 16 – Coordenadas para regiões de falha do Triângulo de Duval 1.

Falha incipiente	%CH ₄	%C ₂ H ₄	%C ₂ H ₆
PD	≥98	-	-
T1	<98	<20	<4
T2	-	≥20 e <50	<4
T3	-	≥50	<15
DT	-	<50	≥4 e <13

Falha incipiente	%CH ₄	%C ₂ H ₄	%C ₂ H ₆
DT	-	≥40 e <50	≥13 e <29
DT	-	≥50	≥15 e <29
D1	-	<23	≥13
D2	-	≥23	≥29
	-	≥23 e <40	≥13 e <29

Fonte: (IEEE, 2019).

2.5.3 Relações básicas de gases

IEC (2022) e ABNT (2012) propõem um método de detecção de falha a partir de três razões entre gases: C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 e C_2H_4/C_2H_6 . De posse desses valores, suas proporções são relacionadas com falhas características, conforme ilustrado na Tabela 17.

Tabela 17 – Falhas para Relações Básicas de Gases.

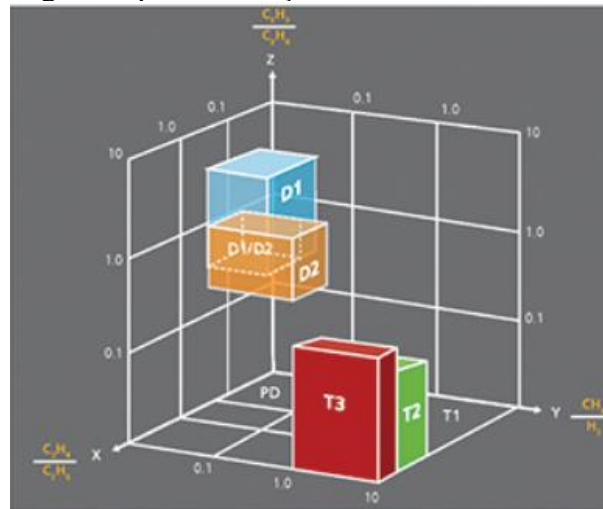
Falhas incipientes	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
PD	-	<0,1	<0,2
D1	>1	0,1 – 0,5	>1
D2	0,6 – 2,5	0,1 – 1	>2
T1	-	>1	<1
T2	<0,1	>1	1 – 4
T3	<0,2	>1	>4

Fonte: (IEC, 2022).

Na Tabela 17, pode-se notar superposição entre defeitos D1 e D2, significando que uma dupla interpretação deve ser dada em alguns casos dos resultados. No caso de superposição de D1 e D2, deve-se considerar o diagnóstico de maior gravidade (IEC, 2022). Ademais, nota-se também que existem combinações entre as razões de gases em que se há indefinição quanto à falha incipiente associada.

Nesse sentido, existe representação gráfica 3D para Relação Básica de Gases. Nela, os eixos são as razões dos gases e dentro do cubo formado por eles têm-se as regiões de falha incipientes caracterizadas pelas faixas de valores da Tabela 17. Essa forma de representação consegue ilustrar tanto as zonas de indeterminação quanto superposição de maneira clara, sendo ilustrada na Figura 8.

Figura 8 – Representação gráfica para a Relação Básica de Gases.



Fonte: (IEC, 2022).

2.6 Estado da arte do DGA

Novos trabalhos envolvendo a análise de gases dissolvidos (DGA) no óleo isolante de transformadores de potência seguem sendo produzidos constantemente. Nesse sentido, Grisauru (2020) destaca três principais tendências nesses trabalhos:

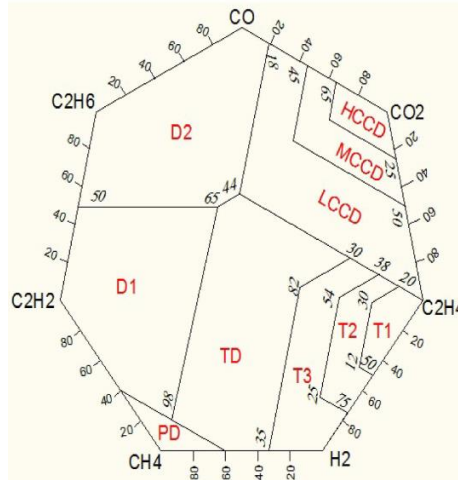
- Estudos de novos modelos de avaliação de produção de gases associados as novas tecnologias de componentes da isolação dos transformadores de potência;
- Desenvolvimento de métodos alternativos de diagnóstico com novas relações de gases e representações gráficas mais robustas;
- Desenvolvimentos de métodos de diagnósticos acurados baseados na utilização de técnicas de inteligência artificial.

Dentro da primeira tendência citada, verificam-se cada vez mais inovações em termos de materiais de isolação, por exemplo, a utilização dos papéis isolantes do modelo *Nomex*. Com isso, surgem necessidade de explorar como tais componentes se comportarão nos transformadores, especialmente para entendimento do processo de formação de gases e ocorrência de falhas incipientes (THIVIYANATHAN et al., 2022).

Dentro da segunda tendência citada, verifica-se a proposição de novos métodos gráficos de DGA. Gauda et al. (2018) propõem a representação gráfica das concentrações de gases na forma de um heptágono, no qual cada um de seus lados representam a concentração dos seguintes gases: H_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , CO e CO_2 . Dessa maneira, tem-se a utilização

de dois gases a mais que os Pentágonos de Duval, sendo estes os gases carbônicos. O reflexo disso se dá pela presença de novas regiões de falhas características: LCCD, MCCD e HCCD, as quais representam respectivamente baixa, média e alta degradação de celulose. A Figura 9 ilustra a forma gráfica proposta para o novo método com suas respectivas regiões de falha incipiente.

Figura 9 – Novo método gráfico de DGA em forma Heptagonal.



Fonte: (GAUDA et al., 2018).

Dentro da terceira tendência citada, Shufali et al. (2021) destaca a utilização de técnicas de inteligência artificial para resolução de diagnósticos pelos métodos tradicionais (razões de concentrações e gráficos), tais como combinações inválidas entre concentrações de gases, zonas de múltiplas falhas em gráficos e incapacidade de avaliação de falhas incipientes concorrentes. Nesse sentido, os autores revisam diversos estudos utilizando técnicas como *Fuzzy reinforcement learning* (FRL), *Artificial Neural Network* (ANN), *Least-squares support vector machine* (LS-SVM), dentre outros.

2.7 Considerações finais

Diante do apresentado, tem-se o arcabouço teórico que transpassa as bases da manutenção, o detalhamento técnico do transformador de potência e principalmente os fundamentos e estado da arte da análise de gases dissolvidos (DGA) em óleo isolante nestes equipamentos. Com isso, passa-se a utilizar os métodos de DGA delimitados e a sistemática das normas (IEEE, 2019; IEC, 2022; DUVAL, 2002) para delinear a metodologia envolvida na aplicação desses métodos em um conjunto de dados.

3 METODOLOGIA

3.1 Introdução

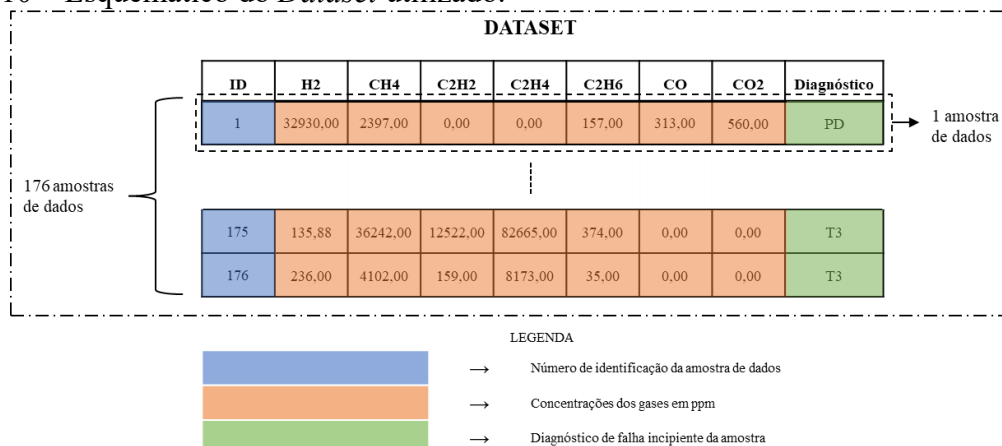
Frente ao exposto na fundamentação teórica, a metodologia deste trabalho consiste na utilização dos métodos de DGA delimitados (Triângulo de Duval 1 e a Relações básica de gases) em um conjunto de dados de análises cromatográficas gasosa de óleo isolante de transformadores de potência para posterior análise comparativa dos métodos de DGA.

Diante disso, em primeiro lugar, detalha-se a fonte de dados utilizada. Em seguida, detalha-se o processo de cálculo para diagnóstico para cada método de DGA (Triângulo de Duval 1 e a Relações básica de gases). Com isso, detalham-se parâmetros propostos de avaliação da performance dos diagnósticos dos métodos. Por fim, são feitas as considerações finais deste capítulo.

3.2 Aquisição de dados

Os dados utilizados neste trabalho são classificados como um *dataset* e são obtidos de Abdo (2020) na plataforma IEEE *Dataport*. Os dados foram obtidos de diversos materiais acadêmicos sobre DGA para óleo isolante de transformadores de potência reunidos pelo autor. Esses dados são compostos por diferentes amostras de concentrações em ppm dos gases H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , CO e CO_2 e um diagnóstico conforme a Tabela 9 para cada amostra. O *dataset* possui o total de 176 amostras de concentrações de gases e seus respectivos diagnósticos. O *dataset* completo se encontra no ANEXO A – BASE DE DADOS e a Figura 10 o ilustra esquematicamente.

Figura 10 – Esquemático do *Dataset* utilizado.



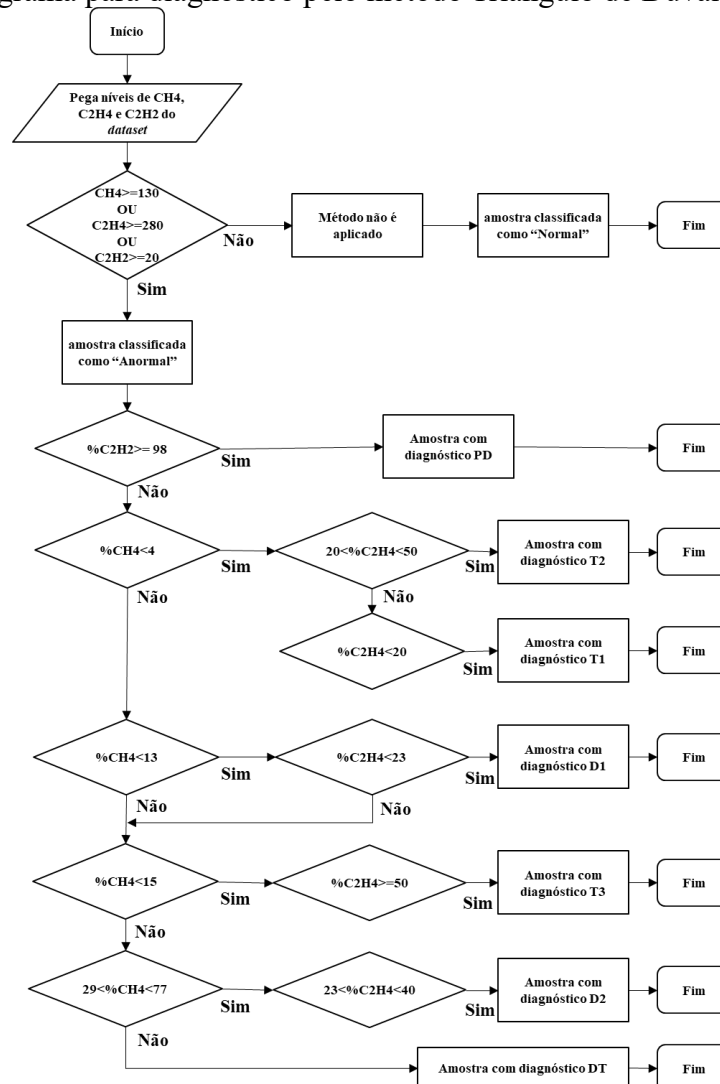
Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (ABDO, 2020).

3.3 Diagnóstico pelo Triângulo de Duval 1

Para diagnóstico de uma análise cromatográfica gasosa pelo método do Triângulo 1 de Duval, deve-se primeiramente partir de que uma das concentrações dos gases associados ao método estejam fora da faixa de normalidade. Nesse sentido, toma-se como referência os níveis de gases em serviço determinados em IEC (2022), ilustrados na Tabela 12, pois o *dataset* utilizado não apresenta as concentrações de O_2 e N_2 , impedindo o uso da Tabela 14.

Tendo a verificação de que a amostragem tem algum dos gases fora dos níveis de normalidade, deve-se seguir os desenvolvimentos do tópico 2.5.2 deste documento. Dessa maneira, deve-se obter as concentrações relativas dos gases CH_4 , C_2H_4 e C_2H_6 e verificar em qual faixa de falha incipiente estes se encontram conforme Tabela 16, obtendo o diagnóstico pelo método. Esse processo é ilustrado na Figura 11 em um fluxograma.

Figura 11 – Fluxograma para diagnóstico pelo método Triângulo de Duval 1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O processo de cálculo delimitado na Figura 11 é reproduzido em uma tabela no *software* Excel, a qual é ilustrada de maneira esquemática na Figura 12. Nesse sentido, tem-se colunas para avaliação do nível de gases em serviço da amostra, suas concentrações relativas, matriz de diagnóstico pelo método em questão e uma comparação entre o diagnóstico original do *dataset* com o diagnóstico pelo método. Por fim, a tabela completa de resultados se encontra no APÊNDICE A – DIAGNÓSTICO TRIÂNGULO DE DUVAL 1.

Figura 12 – Esquemático para tabela de diagnóstico pelo Triângulo de Duval 1.

DIAGNÓSTICO TRIÂNGULO DE DUVAL 1													
ID	Nível em serviço	%CH4	%C2H4	%C2H6	PD	D1	D2	DT	T1	T2	T3	Diagnóstico DTM	Comparação
1	Anormal	93,85%	0,00%	6,15%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
9	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
174	Anormal	97,25%	1,72%	1,03%	-	-	-	-	X	-	-	T1	Incorreto

176 amostras de dados

1 amostra de dados

LEGENDA

- Número de identificação da amostra de dados
- Condição da amostra normal ou anormal para os níveis de gás em serviço do equipamento
- Concentrações percentuais de gases entre si
- Diagnóstico de falha incipiente da amostra
- Comparação do diagnóstico do método com o original do *dataset*

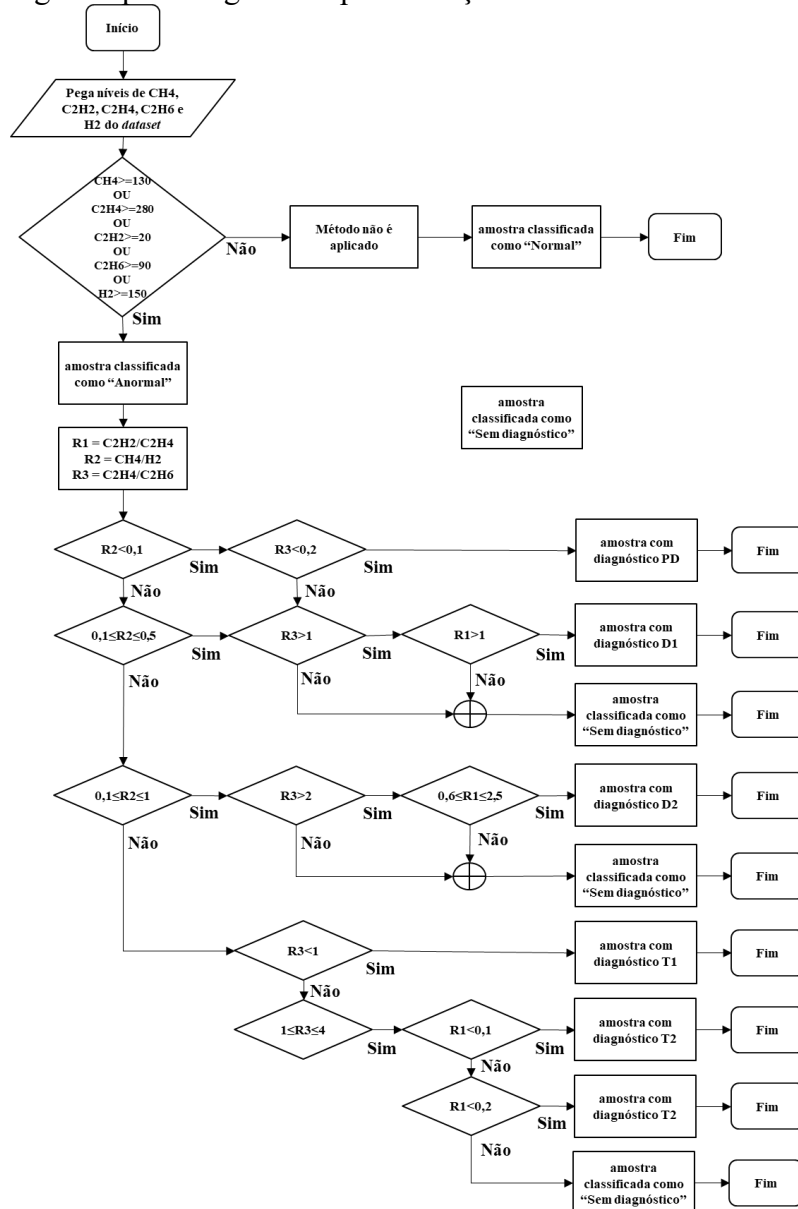
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 Diagnóstico pela Relação Básica de Gases

De maneira análoga ao tópico anterior, o diagnóstico pela Relação Básica de Gases também depende de que as concentrações de gases estejam fora da normalidade do equipamento. Nesse sentido, toma-se como referência os níveis de gases em serviço determinados em IEC (2022), ilustrados na Tabela 12, pois o *dataset* utilizado não apresenta as concentrações de O₂ e N₂, impedindo o uso da Tabela 14.

Tendo a verificação de que a amostra tem algum dos gases fora dos níveis de normalidade, deve-se seguir os desenvolvimentos do tópico 2.5.3 deste documento. Dessa maneira, deve-se obter as relações de gases C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 e C_2H_4/C_2H_6 e verificar em qual faixa de falha incipiente estes se encontram conforme Tabela 17. Esse processo é ilustrado na Figura 11 em um fluxograma.

Figura 13 – Fluxograma para diagnóstico pela Relação Básica de Gases.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O processo de cálculo delimitado na Figura 13 é reproduzido em uma tabela no *software* Excel, a qual é ilustrada de maneira esquemática na Figura 14. Nesse sentido, tem-se colunas para avaliação do nível de gases em serviço da amostra, suas relações de gases para o método, matriz de diagnóstico de falha incipiente e uma comparação entre o diagnóstico original do *dataset* com o diagnóstico pelo método. Por fim, a tabela completa de resultados se encontra no APÊNDICE B – DIAGNÓSTICO RELAÇÃO BÁSICA DE GASES.

Figura 14 – Esquemático para tabela de diagnóstico pela Relação Básica de Gases.

DIAGNÓSTICO RELAÇÃO BÁSICA DE GASES

ID	Nível em serviço	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6	PD	D1	D2	DT	T1	T2	T3	Diagnóstico RGB	Comparação
1	Anormal	1,00	0,05	0,03	X	-	-	-	-	-	-	DT	Correto
11	Anormal	3,36	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
12	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
174	Anormal	11,96	205,33	1,67	-	-	-	-	X	-	-	T1	Incorreto

176 amostras de dados

1 amostra de dados

LEGENDA

- Número de identificação da amostra de dados
- Condição da amostra normal ou anormal para os níveis de gás em serviço do equipamento
- Relações entre gases para o método
- Diagnóstico de falha incipiente da amostra
- Comparação do diagnóstico do método com o original do *dataset*

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5 Verificação de assertividade e consistência

A performance nos diagnósticos dos métodos delimitados frente ao diagnóstico original do *dataset* pode ser avaliado sob os aspectos qualitativo e quantitativo. Nesse sentido, é comum que autores proponham equacionamentos que forneçam interpretação dos resultados de performance sob o segundo aspecto mencionado, por exemplo o fazem Pannil et al (2022) e Mohamed et al (2022). Diante disso, propõem-se dois parâmetros para este trabalho: assertividade e consistência, os quais são descritos respectivamente pelas equações 4 e 5.

$$\%Assertividade = \frac{\text{número de diagnósticos corretos}}{\text{número de amostras fora da normalidade}} * 100 \quad (4)$$

$$\%Consistência = \frac{\text{número de casos com diagnóstico}}{\text{número de amostras fora da normalidade}} * 100 \quad (5)$$

A assertividade é definida pela razão de diagnósticos corretos de cada método pelo total de amostra de dados que estão fora dos níveis de normalidade delimitados, ou seja, que têm um dos gases acima ou igual aos valores da Tabela 12. Já a consistência se resume pela quantidade de casos que foram possíveis realizar o diagnóstico, estando fora da faixa de normalidade, pelos métodos propostos, frente ao total também fora dos níveis de normalidade.

A partir das colunas “nível em serviço” das tabelas de diagnóstico para cada método, pode-se obter o número de amostras fora da normalidade, ou seja, aquelas classificadas como

“Normal”. Além disso, a partir das colunas “comparação” das tabelas de diagnóstico para cada método, pode-se obter o número de amostras com diagnósticos corretos, incorreto ou sem diagnóstico. Dessa maneira, os valores obtidos para tais contagem e os parâmetros de desempenho resultantes para cada método são resumidos na Tabela 18.

Tabela 18 – Resultados de parâmetros de desempenho dos diagnósticos para cada método.

Método	Nan	Nn	Ndc	Ndi	Nsd	Ncd	%Assertividade	%Consistência
Triângulo de Duval 1	112	64	54	58	0	112	48,21%	100,00%
Relação básica de gases	153	23	81	17	55	98	52,94%	64,05%

Nan - Número de amostras "Anormais", ou seja, com nível de gases em serviço fora da normalidade;
 Nn - Número de amostras "Normais", ou seja, com nível de gases em serviço dentro da normalidade;
 Ndc - Número de diagnósticos corretos, ou seja, iguais pelo método em relação ao original do dataset;
 Ndi - Número de diagnósticos incorretos, ou seja, diferentes pelo método em relação ao original do dataset;
 Nsd - Número de amostras sem diagnósticos, ou seja, fora da normalidade e sem diagnóstico pelos métodos;
 Ncd - Número de amostras com diagnósticos, ou seja, fora da normalidade e com diagnóstico pelos métodos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.6 Considerações finais

Frente ao desenvolvido neste capítulo, obteve-se os passos exatos para diagnóstico por cada método de DGA delimitado e seus respectivos resultados ilustrados esquematicamente. Além disso, tem-se a definição dos parâmetros de avaliação de desempenho dos métodos delimitados e os resultados obtidos. Dessa maneira, pode-se seguir analisando os resultados obtidos para cada método de maneira comparativa.

4 ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo, serão explorados os resultados obtidos pela metodologia delineada. Para tal, são analisadas as consequências dos níveis de gás em serviço adotados, os resultados de cada método de DGA delimitado (Triângulo de Duval 1 e a Relações básica de gases) dentro de suas respectivas particularidades de diagnósticos e o desempenho geral dos métodos em função dos parâmetros de performance propostos.

4.1 Nível de gases em serviço

Ao tomar como referência a margem superior dos valores da Tabela 12 como o limite para a normalidade dos níveis de gases em serviço, obteve-se primeiramente uma restrição de amostras analisadas por cada método, pois, somente se os gases envolvidos no método estão fora da faixa de normalidade, segue-se para o diagnóstico da amostra. Nesse sentido, dentre o total de 176 amostras, obteve-se 64 amostras normais para o Triângulo de Duval 1 e 23 para a Relação básica de gases, conforme coluna “Nn” da Tabela 18.

Ademais, verifica-se que à medida que se envolvem mais gases no método de diagnóstico, as amostras normais, em termos de nível de gases em serviço, diminuíram em mais que a metade. Nesse sentido, o método Relação Básica de Gases envolve 5 gases, enquanto o método Triângulo de Duval 1 envolve 3 gases, tendo o primeiro método 41 amostras anormais a menos que o segundo. Todavia, ambos os métodos detectam o mesmo conjunto de falhas incipientes.

Por fim, tendo em vista que a faixa de normalidade estabelecida por IEC (2022) e ilustrada na Tabela 12 é maior em valores absolutos daquela estabelecida por IEEE (2019) e ilustrada na Tabela 14, entende-se, como outro grande ponto de impacto na quantidade de amostras classificadas como anormais, a utilização de valores mais conservadores tal qual a segunda referência. Todavia, a utilização desses valores recorre na necessidade da relação O_2/N_2 , a qual é indisponível no *dataset* utilizado.

4.2 Diagnóstico pelo Triângulo de Duval 1

Primeiramente, verifica-se que não há situações sem diagnósticos pelo Triângulo de Duval 1, uma vez que, qualquer que seja as concentrações dos gases envolvidos, deve-se obter um ponto em uma região de falha dentro do triângulo. Em consonância com isso, obtém-

se o %Consistência de 100% para tal método conforme Tabela 18. Dessa maneira, pode-se destacar que a aplicação do Triângulo de Duval 1 é mais dependente da avaliação da normalidade dos níveis de gás das amostras, ao passo que, mesmo para uma amostra com baixa concentração de gases, sempre haverá uma falha associada.

Ademais, verifica-se que Triângulo de Duval 1 abrange as falhas incipientes normativas em seus diagnósticos, mas não relaciona todos os gases associados a elas. Nesse sentido, existem os Triângulos de Duval 4 e 5, sendo variações da versão aplicada para situações de baixa e alta energia associadas a falhas e envolvendo outros gases. Todavia, a aplicação dos três métodos torna o processo de diagnóstico mais complexo.

4.3 Diagnósticos pela Relação Básica de Gases

De maneira distinta do Triângulo de Duval 1, a Relação Básica de Gases não forma um sistema fechado e possui muitas zonas de indefinição quanto ao diagnóstico associado às três razões de gases, sendo evidente na representação gráfica do método ilustrada na Figura 14. Nesse sentido, tal característica também é verificada pela %Consistência de 64,05% obtida pelo método, conforme Tabela 18.

Ademais, verificam-se sobreposições nos diagnósticos para os casos de falhas incipientes D1 e D2 ou T1 e T2. Frente a esses casos, seguiu-se a premissa normativa de considerar prevacente a falha incipiente de maior gravidade, sendo respectivamente sempre D2 e T2. Nesse sentido, seguir tal premissa na indefinição da falha exata associada se traduziu 5 erros e 25 acertos de diagnósticos pelo método em questão.

4.4 Performance geral

O Triângulo de Duval 1 apresenta %Assertividade inferior à da Relação Básica de Gases, cerca de 4,74%. Com isso, entende-se primeiramente que os métodos erram com taxas próximas para o conjunto de dados utilizados. Todavia, as situações de erro desses métodos se manifestam de maneiras distintas: no primeiro método, como é um sistema fechado, os diagnósticos errados são somente distintos ao do *dataset*; no segundo método, os diagnósticos errados são distintos ao do *dataset* ou indefinições do próprio método.

Diante disso, verifica-se que o Triângulo de Duval 1 erra somente pela quantidade de diagnósticos distintos ao do *dataset* e a Relação básica de gases o faz mais pela quantidade de casos sem diagnóstico do que aqueles distintos ao do *dataset*. A primeira situação é

evidenciada pelo Triângulo de Duval 1 possuir Nsd igual a zero e Ndi igual a 58, conforme Tabela 18, ou seja, todos os erros provêm de Ndi. Já a segunda situação é evidenciada pela Relação Básica de Gases possuir Nsd igual a 56 e Ndi igual a 17, conforme Tabela 18, ou seja, cerca de 3/4 dos erros provêm da falta de diagnóstico.

Por outro lado, a %Consistência obtida para cada método também destaca tal ponto quando confrontada com a %Assertividade. Para o Triângulo de Duval 1, conforme Tabela 18, tem-se a %Consistência de 100%, destacando a não existência de casos sem diagnóstico. Dessa maneira, o complemento da %Assertividade de 48,21%, ou seja, a razão de casos sem diagnóstico correto é composta somente por diagnósticos errados em relação aos do *dataset*. Para a Relação Básica de Gases, tem-se a %Consistência de 64,05%, destacando a existência de 35,95% das amostras anormais sem diagnóstico pelo método. Com isso, para o mesmo método, o complemento da %Assertividade de 52,94 %, ou seja, a razão de casos sem diagnóstico correto será de 47,06% das amostras anormais, o que composto majoritariamente pelos casos sem diagnóstico pelo método, os 35,96% obtidos anteriormente.

4.5 Problemáticas

É importante ressaltar que os diagnósticos do *dataset* que são utilizados como referência têm origem em diversas literaturas não discriminadas pela fonte. Nesse sentido, a performance geral pauta-se no pressuposto de que tais referências são confiáveis, especialmente pela relevância do trabalho de origem do *dataset*.

Além disso, as %Assertividades obtidas não são referências absolutas para a capacidade dos métodos de referência. Nesse sentido, Mohamed et al (2022) destacam que a capacidade de acerto dos métodos tradicionais varia muito na literatura. Frente a isso, os referidos autores destacam que, para aplicação em campo do DGA, são necessárias investigações mais profundas de cada equipamento, especialmente por mais amostras do líquido isolante e aplicação de mais métodos de DGA.

5 CONCLUSÃO

Diante da importância estratégica dos transformadores de potência e do alto valor de investimento a eles associado, pode-se explorar neste trabalho o que são esses equipamentos, seus principais componentes, suas falhas características e as formas tradicionais de manutenção. Dentro de uma tendência de previsão de falhas sem a saída do equipamento de operação, a análise de gases dissolvidos (DGA - *Dissolved Gas Analysis*) do óleo isolante de transformadores de potência foi destacada como uma das técnicas mais promissoras de manutenção preditiva. Dessa maneira, explorou-se desde os fundamentos dessa técnica até o seu estado arte.

Para tal técnica, pode-se identificar os principais métodos de DGA nas normas de referência (IEEE, 2019; IEC, 2022; ABNT, 2012). Com isso, delimitou-se a utilização Triângulo de Duval 1 e a Relações Básica de Gases como métodos a serem aplicados em um conjunto de dados de análises cromatográficas gasosa de óleo isolante de transformadores de potência. A partir disso, buscou-se analisar as principais características desses métodos comparativamente. Para tal, utilizou-se principalmente dois parâmetros de performance propostos: assertividade e consistência.

A partir dos resultados obtidos, verificou-se que, para a base de dados utilizada, ambos os métodos apresentaram uma assertividade próxima a 50%, acertando assim cerca de metade dos diagnósticos que os níveis de gases estão anormais. Apesar de acertarem em taxas próximas, os métodos erram de maneira distinta. Nesse sentido, o Triângulo de Duval 1 erra ao dar diagnósticos distintos ao da base de dados e a Relação básica de Gases erra ao dar diagnósticos distintos ao da base de dados e, na maioria dos casos, não dá diagnóstico exato, mesmo que os níveis de gases estejam fora da normalidade.

Diante disso, pode-se entender o comportamento geral dos dois métodos de DGA delimitados com suas respectivas particularidades de diagnóstico de maneira comparativa. Tal visão é um pontapé inicial para aplicação em maior escala da análise de gases dissolvidos de óleo isolante de transformadores de potência como técnica de manutenção preditiva destes equipamentos.

Como proposta para trabalhos futuros, em consonância com o estado da arte, recomenda-se a utilização de lógicas de inteligência artificial nas análises DGA a fim de se obter mais diagnósticos mais acurados de falhas incipientes. Além disso, recomenda-se também a experimentação da utilização de métodos gráficos e relações de gases, contemporâneos ou não, em conjuntos para obtenção de diagnósticos mais dinâmicos e abrangentes.

REFERÊNCIAS

- MAMEDE FILHO, João. **Manual de equipamentos elétrico**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013. 686 p. ISBN 8521622112.
- ARAUJO, W. B. **A visibilidade do processo de degradação do transformador de potência através da análise de sua FTA**. 2020. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2020.
- CIGRÉ BRASIL, Grupo de trabalho A2.05. **Avaliação de Desempenho de Transformadores de Potência e Reatores no Sistema Elétrico Brasileiro**. Cigré, 2013.
- KARDEC, Alan; NASCIF, Julio. **Manutenção: Função estratégica**. 5. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2019. 384 p. v. 3.
- IEEE. **IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers**, IEEE C57.104-2019, 2019.
- IEC. **IEC 60599 - Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis**, IEC - International Electrotechnical Commission, 2015.
- ABNT. **NBR 7274: Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço**. Rio de Janeiro: ABNT, 2012.
- DUVAL, Michael. A Review of Faults Detectable by Gas-in-oil Analysis in Transformers. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, [s. l.], v. 18, n. 3, p. 8-17, 2002.
- SILVA, L. L. **A visibilidade do processo de degradação do transformador de potência através da análise de sua FTA Envelhecimento acelerado comparativo de papéis kraft neutro e termoestabilizado em óleo mineral e éster natural isolantes**. 2013. 144 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento de Tecnologia) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.
- THIVIYANATHAN, V. A. et al. Power transformer insulation system: A review on the reactions, fault detection, challenges and future prospects. **Alexandria Engineering Journal**, [S. l.], ano 2022, v. 61, n. 10, p. 7697-7713, 3 fev. 2022.
- LEMOS, L. E. F. **Degradação prematura da isolação papel-óleo em transformadores e reatores de potência devido a ação de enxofre corrosivo**. 2015. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Metalúrgica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.
- JALBERT, J. et al. Kinetics of the production of chain-end groups and methanol from the depolymerization of cellulose during the ageing of paper/oil systems. Part 3: extension of the study under temperature conditions over 120 °C. **Cellulose**, [S. l.], ano 2014, v. 22, n. 1, p. 829-

848, 30 nov. 2014.

SANTOS ALMEIDA, L.; RODRIGUES MUNIZ, P. et al. Análise de desempenho do transformador de potência isolado a óleo vegetal em relação ao transformador de potência isolado a óleo mineral. **Revista Ifes Ciência**, [S. l.], ano 2020, v. 6, n. 2, p. 28-41, 28 ago. 2020.

ABNT. **NBR 10576: Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos — Diretrizes para supervisão e manutenção**. Rio de Janeiro: ABNT, 2017.

CIGRÉ BRASIL, Grupo de trabalho A2.05. **Guia de Manutenção para Transformadores de Potência**. Cigré, 2013.

OTANI, Mario.; MACHADO, Waltair Vieira. **A proposta de desenvolvimento de gestão da manutenção industrial na busca da excelência ou classe mundial**. Revista Gestão Industrial. Vol.4, n.2, 2008. 5.

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: ABNT, 2016.

ABNT. **NBR 5356-1: Transformadores de potência - Parte 1: Generalidades**. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

SANTOS, G. M. **Termografia e inteligência artificial na detecção de falhas em transformadores**. 2017. 98 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.

ABNT. **NBR 7070: Amostragem de gases e óleo mineral isolantes de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos**. Rio de Janeiro: ABNT, 2006.

ABNT. **NBR 8840: Amostragem de líquidos isolantes - Requisitos**. Rio de Janeiro: ABNT, 2021.

GUIA Para Coleta de Amostras de Óleo Isolante. São Paulo, 2017. Disponível em: <http://testoil.provisorio.ws/download/Guia-para-coleta-de-Amostras-de-oleo-Isolante-para-Analise.pdf>. Acesso em: 30 out. 2022.

ANSI. **ISO 2049: Petroleum products — Determination of colour (ASTM scale)**. Geneva: ANSI, 1996.

BAIMA AMORA, M. A. **Extração de regras interpretáveis para o diagnóstico eficiente de transformadores de potência isolados a óleo a partir do aumento do espaço de atributos**. Orientador: Dr. Arthur Plínio de Souza Braga. 2013. 126 p. Tese de Doutorado (Doutor em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.

BUREAU OF RECLAMATION. **Transformers: Basics, Maintenance, and Diagnostics**. **Transformers: Basics, Maintenance, and Diagnostics**, Denver, Colorado, 2005. Disponível

em: <https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/mands/mands-pdfs/Trnsfrmr.pdf>. Acesso em: 17 out. 2022.

GRISARU, Marius. A Century of Dissolved Gas Analysis – Part III. **Transformers Magazine**, [S.l.], v. 7, n. 1p. 51-58, jan./abr. 2020. Disponível em: <https://transformers-magazine.com/magazine/7228-editorial-message-vol-7-issue-1/>. Acesso em: 16 nov. 2022.

GAUDA, O. E. et al. Proposed heptagon graph for DGA interpretation of oil transformers. **IET Gener. Transm. Distrib**, [S.l.], v. 12, n. 1, p. 490-498, jan. 2018. Disponível em: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdfdirect/10.1049/iet-gtd.2017.0826>. Acesso em: 22 nov. 2022.

SHUFALI, W. A. et al. Advances in DGA based condition monitoring of transformers: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 149, n. 1, p. 321-333, jun. 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212100633X>. Acesso em: 26 nov. 2022.

ABDO, Ali. **Dynamic assessment and prediction of equipment status in 220kV substations by big data and AI technology [dataset]**. 26 de jan. 2020. IEEE Dataport (IEEE). <https://dx.doi.org/10.21227/jve3-nh57>.

PANNIL, P. et al. The Comparison of DGA Interpretation Techniques Application for Actual Failure Transformer Inspections Including Experience from Power Plants in Thailand. **International Journal on Electrical Engineering and Informatics**, [S.l.], v. 14, n. 1, p. 224-233, mar. 2022. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/363472549_The_Comparison_of_DGA_Interpretation_Techniques_Application_for_Actual_Failure_Transformer_Inspections_Including_Experience_from_Power_Plants_in_Thailand. Acesso em: 17 de dez. 2022.

MOHAMED, S. H. et al. Conventional methods of dissolved gas analysis using oil-immersed power transformer for fault diagnosis: A review. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 216, n. 1, p. 1-16, dez. 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622011130>. Acesso em: 17 de dez. 2022.

ANEXO A – BASE DE DADOS

ID	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	Diagnóstico
0	32930,00	2397,00	0,00	0,00	157,00	313,00	560,00	PD
1	37800,00	1740,00	8,00	8,00	249,00	56,00	197,00	PD
2	92600,00	10200,00	0,00	0,00	0,00	6400,00	103151,00	PD
3	8266,00	1061,00	0,00	0,00	22,00	107,00	498,00	PD
4	9340,00	995,00	7,00	6,00	60,00	60,00	620,00	PD
5	36036,00	4704,00	10,00	5,00	554,00	6,00	347,00	PD
6	33046,00	619,00	0,00	2,00	58,00	51,00	1,00	PD
7	40280,00	1069,00	1,00	1,00	1060,00	1,00	0,00	PD
8	26788,00	18342,00	0,00	27,00	2111,00	704,00	0,00	PD
9	1198,00	3,20	1,40	3,20	0,50	0,00	0,00	PD
10	1309,00	124,00	113,00	6,00	0,00	0,00	0,00	PD
11	2587,00	7,88	4,70	1,40	0,00	0,00	0,00	PD
12	85,87	7,01	4,49	2,64	0,00	0,00	0,00	PD
13	102,00	108,00	70,00	41,00	0,00	0,00	0,00	PD
14	625,00	49,00	9,00	7,00	0,60	0,00	0,00	PD
15	195,90	14,50	11,60	2,40	0,00	0,00	0,00	PD
16	420,00	37,30	14,90	30,00	0,20	0,00	0,00	PD
17	485,00	35,00	29,00	6,00	0,00	0,00	0,00	PD
18	83,26	45,32	18,10	36,45	0,26	0,00	0,00	PD
19	78,00	20,00	28,00	13,00	11,00	0,00	784,00	D1
20	305,00	100,00	541,00	161,00	33,00	440,00	3700,00	D1
21	35,00	6,00	482,00	26,00	3,00	200,00	2240,00	D1
22	543,00	120,00	1880,00	411,00	41,00	76,00	2800,00	D1
23	1230,00	163,00	692,00	233,00	27,00	130,00	115,00	D1
24	645,00	86,00	317,00	110,00	13,00	74,00	114,00	D1
25	60,00	10,00	4,00	4,00	4,00	780,00	7600,00	D1
26	95,00	10,00	39,00	11,00	0,00	122,00	467,00	D1
27	6870,00	1028,00	5500,00	900,00	79,00	29,00	388,00	D1
28	10092,00	5399,00	37565,00	6500,00	530,00	42,00	413,00	D1
29	650,00	81,00	270,00	51,00	170,00	380,00	2000,00	D1
30	210,00	22,00	7,00	6,00	6,00	19,00	74,00	D1
31	385,00	60,00	159,00	53,00	8,00	465,00	1250,00	D1
32	4230,00	690,00	1180,00	196,00	5,00	438,00	791,00	D1
33	7600,00	1230,00	1560,00	836,00	318,00	4970,00	4080,00	D1
34	595,00	80,00	244,00	89,00	9,00	524,00	2100,00	D1
35	120,00	25,00	40,00	8,00	1,00	500,00	1600,00	D1
36	8,00	0,00	101,00	43,00	0,00	192,00	4067,00	D1
37	6454,00	2313,00	6432,00	2159,00	121,00	3628,00	225,00	D1
38	2177,00	1049,00	705,00	440,00	207,00	4571,00	3923,00	D1
39	1790,00	580,00	619,00	336,00	321,00	956,00	4250,00	D1
40	1330,00	10,00	182,00	66,00	20,00	231,00	1820,00	D1
41	4,00	1,00	52,00	7,00	2,00	93,00	519,00	D1
42	1900,00	285,00	7730,00	957,00	31,00	681,00	732,00	D1
43	57,00	24,00	30,00	27,00	2,00	540,00	2518,00	D1
44	1000,00	500,00	500,00	400,00	1,00	200,00	1000,00	D1
45	4,10	3,50	0,68	1,20	5,20	0,00	0,00	D1
46	9,00	3,90	8,00	4,00	13,00	0,00	0,00	D1

ID	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	Diagnóstico
47	1198,00	3,20	1,40	3,20	0,50	0,00	0,00	D1
48	14,20	4,00	1,40	1,50	9,51	0,00	0,00	D1
49	30,10	17,10	2,20	5,50	30,10	0,00	0,00	D1
50	45,00	11,00	2,70	12,74	28,50	0,00	0,00	D1
51	65,20	20,00	3,90	8,13	25,10	0,00	0,00	D1
52	67,80	8,89	1,88	12,67	36,20	0,00	0,00	D1
53	101,72	27,65	7,13	16,92	53,87	0,00	0,00	D1
54	549,00	121,30	25,50	31,90	198,50	0,00	0,00	D1
55	56,00	10,00	1,30	13,50	17,60	0,00	0,00	D2
56	57,00	15,00	3,10	23,00	25,30	0,00	0,00	D2
57	65,00	26,10	10,10	41,60	57,80	0,00	0,00	D2
58	75,50	30,20	2,33	30,30	18,20	0,00	0,00	D2
59	145,88	40,65	9,37	34,02	59,71	0,00	0,00	D2
60	195,70	58,00	16,40	91,60	96,90	0,00	0,00	D2
61	1027,00	185,00	17,00	271,00	399,00	0,00	0,00	D2
62	475,30	195,80	32,60	187,30	221,20	0,00	0,00	D2
63	531,00	111,90	22,70	122,50	169,00	0,00	0,00	D2
64	755,00	229,00	32,00	404,00	460,00	0,00	0,00	D2
65	440,00	89,00	757,00	304,00	19,00	299,00	1190,00	D2
66	210,00	43,00	187,00	102,00	12,00	167,00	1070,00	D2
67	2850,00	1115,00	3675,00	1987,00	138,00	2330,00	4330,00	D2
68	7020,00	1850,00	4410,00	2960,00	0,00	2140,00	1000,00	D2
69	545,00	130,00	239,00	153,00	16,00	660,00	2850,00	D2
70	7150,00	1440,00	1760,00	1210,00	97,00	608,00	2260,00	D2
71	620,00	325,00	244,00	181,00	38,00	1480,00	2530,00	D2
72	120,00	31,00	94,00	66,00	0,00	48,00	271,00	D2
73	755,00	229,00	460,00	404,00	32,00	845,00	5580,00	D2
74	5100,00	1430,00	1010,00	1140,00	0,00	117,00	197,00	D2
75	13500,00	6110,00	4040,00	4510,00	212,00	8690,00	1460,00	D2
76	1570,00	1110,00	1830,00	1780,00	175,00	135,00	602,00	D2
77	3090,00	5020,00	2540,00	3800,00	323,00	270,00	400,00	D2
78	1820,00	405,00	634,00	365,00	35,00	1010,00	8610,00	D2
79	535,00	160,00	680,00	305,00	16,00	172,00	338,00	D2
80	13,00	3,00	6,00	3,00	1,00	4,00	51,00	D2
81	137,00	67,00	104,00	53,00	7,00	196,00	1678,00	D2
82	1084,00	188,00	769,00	166,00	8,00	38,00	199,00	D2
83	34,00	21,00	56,00	49,00	4,00	95,00	315,00	D2
84	7940,00	2000,00	5390,00	3120,00	355,00	1130,00	285,00	D2
85	150,00	130,00	30,00	55,00	9,00	120,00	200,00	D2
86	8200,00	3790,00	5830,00	4620,00	250,00	31,00	85,00	D2
87	260,00	215,00	277,00	334,00	35,00	130,00	416,00	D2
88	75,00	15,00	26,00	14,00	7,00	105,00	322,00	D2
89	530,00	345,00	250,00	266,00	85,00	3900,00	20000,00	D2
90	60,00	5,00	21,00	21,00	2,00	188,00	2510,00	D2
91	90,00	28,00	32,00	31,00	8,00	1380,00	11700,00	D2
92	220,00	77,00	240,00	170,00	22,00	1800,00	13800,00	D2
93	5900,00	1500,00	2300,00	1200,00	68,00	750,00	335,00	D2
94	420,00	250,00	800,00	530,00	41,00	300,00	751,00	D2
95	2800,00	2800,00	3600,00	3500,00	234,00	92,00	718,00	D2
96	99,00	170,00	190,00	200,00	20,00	140,00	1160,00	D2

ID	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	Diagnóstico
97	310,00	230,00	760,00	610,00	54,00	150,00	631,00	D2
98	800,00	160,00	600,00	260,00	23,00	490,00	690,00	D2
99	1500,00	395,00	323,00	395,00	28,00	365,00	576,00	D2
100	20000,00	13000,00	57000,00	29000,00	1850,00	2600,00	2430,00	D2
101	305,00	85,00	130,00	197,00	25,00	813,00	8380,00	D2
102	1900,00	530,00	434,00	383,00	35,00	1890,00	7570,00	D2
103	110,00	62,00	250,00	140,00	90,00	680,00	6470,00	D2
104	3700,00	1690,00	3270,00	2810,00	128,00	22,00	86,00	D2
105	2770,00	660,00	763,00	712,00	54,00	522,00	1490,00	D2
106	245,00	120,00	167,00	131,00	18,00	829,00	4250,00	D2
107	1170,00	255,00	325,00	312,00	18,00	5,00	1800,00	D2
108	4419,00	3564,00	2025,00	2861,00	668,00	909,00	9082,00	D2
109	810,00	580,00	490,00	570,00	111,00	1100,00	6800,00	D2
110	5000,00	1200,00	1100,00	1000,00	83,00	140,00	265,00	D2
111	10000,00	6730,00	10400,00	7330,00	345,00	1980,00	3830,00	D2
112	1570,00	735,00	1740,00	1330,00	87,00	711,00	4240,00	D2
113	14,00	44,00	1,00	7,00	124,00	128,00	2746,00	T1
114	2031,00	149,00	0,00	3,00	20,00	556,00	3008,00	T1
115	48,00	610,00	0,00	10,00	29,00	1900,00	970,00	T1
116	12,00	18,00	0,00	4,00	4,00	559,00	1710,00	T1
117	66,00	60,00	0,00	7,00	2,00	76,00	90,00	T1
118	1450,00	940,00	61,00	322,00	211,00	2420,00	3560,00	T1
119	0,00	18900,00	330,00	540,00	410,00	3900,00	710,00	T1
120	360,00	610,00	9,00	260,00	259,00	12000,00	74200,00	T1
121	1,00	27,00	1,00	4,00	49,00	53,00	254,00	T1
122	1270,00	3450,00	8,00	1390,00	520,00	483,00	44500,00	T1
123	33,00	29,00	9,00	12,00	0,00	0,00	0,00	T1
124	46,00	98,00	26,30	41,30	0,00	0,00	0,00	T1
125	60,00	60,00	16,00	40,00	0,30	0,00	0,00	T1
126	87,20	73,18	27,14	56,88	0,00	0,00	0,00	T1
127	97,00	110,00	34,00	85,00	0,00	0,00	0,00	T1
128	110,40	112,00	32,50	80,80	0,00	0,00	0,00	T1
129	29,90	24,10	343,00	92,50	0,60	0,00	0,00	T1
130	120,00	120,00	33,00	84,00	0,55	0,00	0,00	T1
131	143,20	123,00	38,00	75,00	0,00	0,00	0,00	T1
132	181,00	162,00	70,00	132,00	0,00	0,00	0,00	T1
133	3420,00	7870,00	33,00	6990,00	1500,00	573,00	4640,00	T2
134	3675,00	6392,00	5,00	7691,00	2500,00	101,00	833,00	T2
135	960,00	4000,00	6,00	1560,00	1290,00	15800,00	50300,00	T2
137	480,00	1075,00	0,00	1132,00	298,00	464,00	1000,00	T2
138	40000,00	400,00	6,00	600,00	70,00	800,00	218,00	T2
139	20,00	419,00	202,00	442,00	38,00	0,00	0,00	T2
140	20,37	5979,00	4524,00	8049,00	0,00	0,00	0,00	T2
141	23,51	6133,00	4521,00	9803,00	101,00	0,00	0,00	T2
142	46,90	1616,00	941,00	1936,00	56,00	0,00	0,00	T2
143	47,00	120,00	90,00	198,00	3,00	0,00	0,00	T2
144	72,00	442,00	221,00	461,00	7,00	0,00	0,00	T2
145	110,60	4588,00	2426,00	4064,00	0,00	0,00	0,00	T2
146	128,00	419,00	2695,00	6141,00	35,00	0,00	0,00	T2
147	24,00	346,00	142,00	217,00	0,00	0,00	0,00	T2

ID	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	Diagnóstico
148	613,00	3240,00	1432,00	2788,00	0,00	0,00	0,00	T2
149	8800,00	64064,00	0,00	95650,00	72128,00	290,00	90300,00	T3
150	6709,00	10500,00	750,00	17700,00	1400,00	290,00	1500,00	T3
151	1100,00	1600,00	26,00	2010,00	221,00	0,00	1430,00	T3
152	290,00	966,00	57,00	1810,00	299,00	72,00	756,00	T3
153	2500,00	10500,00	6,00	13500,00	4790,00	530,00	2310,00	T3
154	1860,00	4980,00	1600,00	10700,00	0,00	158,00	1300,00	T3
155	860,00	1670,00	40,00	2050,00	30,00	10,00	690,00	T3
156	150,00	22,00	11,00	60,00	9,00	0,00	0,00	T3
157	400,00	940,00	24,00	820,00	210,00	390,00	1700,00	T3
158	6,00	2990,00	67,00	26076,00	29990,00	6,00	26,00	T3
159	100,00	200,00	11,00	670,00	110,00	100,00	650,00	T3
160	290,00	1260,00	8,00	820,00	231,00	228,00	826,00	T3
161	1550,00	2740,00	184,00	5450,00	816,00	1140,00	9360,00	T3
162	3910,00	4290,00	1230,00	6040,00	626,00	1800,00	11500,00	T3
163	12705,00	23498,00	5188,00	34257,00	6047,00	4004,00	8539,00	T3
164	1,00	8,00	6,00	100,00	8,00	300,00	5130,00	T3
165	300,00	700,00	36,00	1700,00	280,00	760,00	9250,00	T3
166	107,00	143,00	2,00	222,00	34,00	193,00	1330,00	T3
167	35,10	506,00	161,00	93,00	11,00	0,00	0,00	T3
168	68,00	992,00	359,00	2029,00	0,00	0,00	0,00	T3
169	156,00	240,00	54,00	399,00	98,00	0,00	0,00	T3
170	63,00	1496,00	515,00	276,00	0,00	0,00	0,00	T3
171	30,00	255,00	315,00	93,00	18,00	0,00	0,00	T3
172	165,62	24095,00	6132,00	51453,00	1353,00	0,00	0,00	T3
173	164,00	244,00	103,00	497,00	83,00	0,00	0,00	T3
174	135,65	27853,00	5886,00	492,00	295,00	0,00	0,00	T3
175	135,88	36242,00	12522,00	82665,00	374,00	0,00	0,00	T3
176	236,00	4102,00	159,00	8173,00	35,00	0,00	0,00	T3

ID	Nível em Serviço	%CH4	%C2H4	%C2H6	PD	D1	D2	DT	T1	T2	T3	Diagnóstico DTM	Comparação
46	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
49	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
51	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
52	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
54	Anormal	34,49%	9,07%	56,44%	-	X	-	-	-	-	-	D1	Correto
55	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
56	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
59	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	Anormal	23,53%	37,16%	39,31%	-	-	X	-	-	-	-	D2	Correto
61	Anormal	21,64%	31,70%	46,67%	-	-	X	-	-	-	-	D2	Correto
62	Anormal	32,40%	30,99%	36,60%	-	-	X	-	-	-	-	D2	Correto
63	Anormal	27,74%	30,37%	41,89%	-	-	X	-	-	-	-	D2	Correto
64	Anormal	20,95%	36,96%	42,09%	-	-	X	-	-	-	-	D2	Correto
65	Anormal	21,60%	73,79%	4,61%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
66	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	Anormal	34,41%	61,33%	4,26%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
68	Anormal	38,46%	61,54%	0,00%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
69	Anormal	43,48%	51,17%	5,35%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
70	Anormal	52,42%	44,05%	3,53%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
71	Anormal	59,74%	33,27%	6,99%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
72	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
73	Anormal	34,44%	60,75%	4,81%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
74	Anormal	55,64%	44,36%	0,00%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
75	Anormal	56,41%	41,64%	1,96%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
76	Anormal	36,22%	58,08%	5,71%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
77	Anormal	54,91%	41,56%	3,53%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
78	Anormal	50,31%	45,34%	4,35%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
79	Anormal	33,26%	63,41%	3,33%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
80	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
81	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
82	Anormal	51,93%	45,86%	2,21%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
83	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
84	Anormal	36,53%	56,99%	6,48%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
85	Anormal	67,01%	28,35%	4,64%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
86	Anormal	43,76%	53,35%	2,89%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
87	Anormal	36,82%	57,19%	5,99%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
88	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
89	Anormal	49,57%	38,22%	12,21%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
90	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
92	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
93	Anormal	54,19%	43,35%	2,46%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
94	Anormal	30,45%	64,56%	4,99%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto

ID	Nível em Serviço	%CH4	%C2H4	%C2H6	PD	D1	D2	DT	T1	T2	T3	Diagnóstico DTM	Comparação
95	Anormal	42,85%	53,57%	3,58%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
96	Anormal	43,59%	51,28%	5,13%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
97	Anormal	25,73%	68,23%	6,04%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
98	Anormal	36,12%	58,69%	5,19%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
99	Anormal	48,29%	48,29%	3,42%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
100	Anormal	29,65%	66,13%	4,22%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
101	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
102	Anormal	55,91%	40,40%	3,69%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
103	Anormal	21,23%	47,95%	30,82%	-	-	X	-	-	-	-	D2	Correto
104	Anormal	36,52%	60,72%	2,77%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
105	Anormal	46,28%	49,93%	3,79%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
106	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
107	Anormal	43,59%	53,33%	3,08%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
108	Anormal	50,25%	40,34%	9,42%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
109	Anormal	46,00%	45,20%	8,80%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
110	Anormal	52,56%	43,80%	3,64%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
111	Anormal	46,72%	50,89%	2,40%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
112	Anormal	34,15%	61,80%	4,04%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
113	Anormal	25,14%	4,00%	70,86%	-	X	-	-	-	-	-	D1	Incorreto
114	Anormal	86,63%	1,74%	11,63%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
115	Anormal	93,99%	1,54%	4,47%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
116	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
117	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
118	Anormal	63,82%	21,86%	14,32%	-	X	-	-	-	-	-	D1	Incorreto
119	Anormal	95,21%	2,72%	2,07%	-	-	-	-	X	-	-	T1	Correto
120	Anormal	54,03%	23,03%	22,94%	-	-	X	-	-	-	-	D2	Incorreto
121	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
122	Anormal	64,37%	25,93%	9,70%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
123	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
124	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
125	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
126	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
127	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
128	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
129	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
130	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
131	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
132	Anormal	55,10%	44,90%	0,00%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
133	Anormal	48,11%	42,73%	9,17%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
134	Anormal	38,55%	46,38%	15,08%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
135	Anormal	58,39%	22,77%	18,83%	-	X	-	-	-	-	-	D1	Incorreto
137	Anormal	42,91%	45,19%	11,90%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
138	Anormal	37,38%	56,07%	6,54%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
139	Anormal	46,61%	49,17%	4,23%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
140	Anormal	42,62%	57,38%	0,00%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
141	Anormal	38,24%	61,13%	0,63%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
142	Anormal	44,79%	53,66%	1,55%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
143	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
144	Anormal	48,57%	50,66%	0,77%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto

ID	Nível em Serviço	%CH4	%C2H4	%C2H6	PD	D1	D2	DT	T1	T2	T3	Diagnóstico DTM	Comparação
145	Anormal	53,03%	46,97%	0,00%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Correto
146	Anormal	6,35%	93,12%	0,53%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
147	Anormal	61,46%	38,54%	0,00%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Correto
148	Anormal	53,75%	46,25%	0,00%	-	-	-	-	-	X	-	T2	Correto
149	Anormal	27,63%	41,26%	31,11%	-	-	X	-	-	-	-	D2	Incorreto
150	Anormal	35,47%	59,80%	4,73%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
151	Anormal	41,76%	52,47%	5,77%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
152	Anormal	31,41%	58,86%	9,72%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
153	Anormal	36,47%	46,89%	16,64%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
154	Anormal	31,76%	68,24%	0,00%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
155	Anormal	44,53%	54,67%	0,80%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
156	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
157	Anormal	47,72%	41,62%	10,66%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
158	Anormal	5,06%	44,15%	50,78%	-	-	X	-	-	-	-	D2	Incorreto
159	Anormal	20,41%	68,37%	11,22%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
160	Anormal	54,52%	35,48%	10,00%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
161	Anormal	30,42%	60,52%	9,06%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
162	Anormal	39,16%	55,13%	5,71%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
163	Anormal	36,83%	53,69%	9,48%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
164	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
165	Anormal	26,12%	63,43%	10,45%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
166	Anormal	35,84%	55,64%	8,52%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
167	Anormal	82,95%	15,25%	1,80%	-	-	-	-	X	-	-	T1	Incorreto
168	Anormal	32,84%	67,16%	0,00%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
169	Anormal	32,56%	54,14%	13,30%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
170	Anormal	84,42%	15,58%	0,00%	-	-	-	-	X	-	-	T1	Incorreto
171	Anormal	69,67%	25,41%	4,92%	-	-	-	X	-	-	-	DT	Correto
172	Anormal	31,33%	66,91%	1,76%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
173	Anormal	29,61%	60,32%	10,07%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
174	Anormal	97,25%	1,72%	1,03%	-	-	-	-	X	-	-	T1	Incorreto
175	Anormal	30,38%	69,30%	0,31%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
176	Anormal	33,32%	66,39%	0,28%	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto

APÊNDICE B – DIAGNÓSTICO RELAÇÃO BÁSICA DE GASES

ID	Nível em Serviço	C2H2 /C2H4	CH4 /H2	C2H4 /C2H6	PD	D1	D2	T1	T2	T3	Diagnóstico RBG	Comparação
0	Anormal	-	0,07	0,00	X	-	-	-	-	-	PD	Correto
1	Anormal	1,00	0,05	0,03	X	-	-	-	-	-	PD	Correto
2	Anormal	-	0,11	-	-	X	-	-	-	-	D1	Incorreto
3	Anormal	-	0,13	0,00	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
4	Anormal	1,17	0,11	0,10	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
5	Anormal	2,00	0,13	0,01	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
6	Anormal	0,00	0,02	0,03	X	-	-	-	-	-	PD	Correto
7	Anormal	1,00	0,03	0,00	X	-	-	-	-	-	PD	Correto
8	Anormal	0,00	0,68	0,01	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
9	Anormal	0,44	0,00	6,40	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
10	Anormal	18,83	0,09	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
11	Anormal	3,36	0,00	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
12	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Anormal	1,71	1,06	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
14	Anormal	1,29	0,08	11,67	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
15	Anormal	4,83	0,07	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
16	Anormal	0,50	0,09	150,00	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
17	Anormal	4,83	0,07	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
18	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Anormal	2,15	0,26	1,18	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
20	Anormal	3,36	0,33	4,88	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
21	Anormal	18,54	0,17	8,67	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
22	Anormal	4,57	0,22	10,02	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
23	Anormal	2,97	0,13	8,63	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
24	Anormal	2,88	0,13	8,46	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
25	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	Anormal	3,55	0,11	-	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
27	Anormal	6,11	0,15	11,39	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
28	Anormal	5,78	0,53	12,26	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
29	Anormal	5,29	0,12	0,30	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
30	Anormal	1,17	0,10	1,00	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
31	Anormal	3,00	0,16	6,63	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
32	Anormal	6,02	0,16	39,20	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
33	Anormal	1,87	0,16	2,63	-	X	X	-	-	-	D2	Incorreto
34	Anormal	2,74	0,13	9,89	-	X	-	-	-	-	D1	Correto

ID	Nível em Serviço	C2H2 /C2H4	CH4 /H2	C2H4 /C2H6	PD	D1	D2	T1	T2	T3	Diagnóstico RBG	Comparação
35	Anormal	5,00	0,21	8,00	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
36	Anormal	2,35	0,00	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
37	Anormal	2,98	0,36	17,84	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
38	Anormal	1,60	0,48	2,13	-	X	X	-	-	-	D2	Incorreto
39	Anormal	1,84	0,32	1,05	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
40	Anormal	2,76	0,01	3,30	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
41	Anormal	7,43	0,25	3,50	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
42	Anormal	8,08	0,15	30,87	-	X	-	-	-	-	D1	Correto
43	Anormal	1,11	0,42	13,50	-	X	X	-	-	-	D2	Incorreto
44	Anormal	1,25	0,50	400,00	-	X	X	-	-	-	D2	Incorreto
45	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47	Anormal	0,44	0,00	6,40	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
48	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
49	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
51	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
52	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
54	Anormal	0,80	0,22	0,16	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
55	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
56	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
59	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	Anormal	0,18	0,30	0,95	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
61	Anormal	0,06	0,18	0,68	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
62	Anormal	0,17	0,41	0,85	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
63	Anormal	0,19	0,21	0,72	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
64	Anormal	0,08	0,30	0,88	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
65	Anormal	2,49	0,20	16,00	-	X	X	-	-	-	D2	Correto
66	Anormal	1,83	0,20	8,50	-	X	X	-	-	-	D2	Correto
67	Anormal	1,85	0,39	14,40	-	X	X	-	-	-	D2	Correto
68	Anormal	1,49	0,26	-	-	X	X	-	-	-	D2	Correto
69	Anormal	1,56	0,24	9,56	-	X	X	-	-	-	D2	Correto
70	Anormal	1,45	0,20	12,47	-	X	X	-	-	-	D2	Correto
71	Anormal	1,35	0,52	4,76	-	-	X	-	-	-	D2	Correto
72	Anormal	1,42	0,26	-	-	X	X	-	-	-	D2	Correto
73	Anormal	1,14	0,30	12,63	-	X	X	-	-	-	D2	Correto
74	Anormal	0,89	0,28	-	-	-	X	-	-	-	D2	Correto
75	Anormal	0,90	0,45	21,27	-	-	X	-	-	-	D2	Correto
76	Anormal	1,03	0,71	10,17	-	-	X	-	-	-	D2	Correto

ID	Nível em Serviço	C2H2 /C2H4	CH4 /H2	C2H4 /C2H6	PD	D1	D2	T1	T2	T3	Diagnóstico RBG	Comparação
122	Anormal	0,01	2,72	2,67	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
123	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
124	Anormal	0,64	2,13	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
125	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
126	Anormal	0,48	0,84	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
127	Anormal	0,40	1,13	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
128	Anormal	0,40	1,01	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
129	Anormal	3,71	0,81	154,17	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
130	Anormal	0,39	1,00	152,73	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
131	Anormal	0,51	0,86	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
132	Anormal	0,53	0,90	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
133	Anormal	0,00	2,30	4,66	-	-	-	-	-	X	T3	Incorreto
134	Anormal	0,00	1,74	3,08	-	-	-	-	X	-	T2	Correto
135	Anormal	0,00	4,17	1,21	-	-	-	X	X	-	T2	Correto
137	Anormal	0,00	2,24	3,80	-	-	-	-	X	-	T2	Correto
138	Anormal	0,01	0,01	8,57	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
139	Anormal	0,46	20,95	11,63	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
140	Anormal	0,56	293,52	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
141	Anormal	0,46	260,87	97,06	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
142	Anormal	0,49	34,46	34,57	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
143	Anormal	0,45	2,55	66,00	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
144	Anormal	0,48	6,14	65,86	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
145	Anormal	0,60	41,48	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
146	Anormal	0,44	3,27	175,46	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
147	Anormal	0,65	14,42	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
148	Anormal	0,51	5,29	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
149	Anormal	0,00	7,28	1,33	-	-	-	X	X	-	T2	Incorreto
150	Anormal	0,04	1,57	12,64	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
151	Anormal	0,01	1,45	9,10	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
152	Anormal	0,03	3,33	6,05	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
153	Anormal	0,00	4,20	2,82	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
154	Anormal	0,15	2,68	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
155	Anormal	0,02	1,94	68,33	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
156	Anormal	0,18	0,15	6,67	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
157	Anormal	0,03	2,35	3,90	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto

ID	Nível em Serviço	C2H2 /C2H4	CH4 /H2	C2H4 /C2H6	PD	D1	D2	T1	T2	T3	Diagnóstico RBG	Comparação
158	Anormal	0,00	498,33	0,87	-	-	-	X	-	-	T1	Incorreto
159	Anormal	0,02	2,00	6,09	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
160	Anormal	0,01	4,34	3,55	-	-	-	-	X	-	T2	Incorreto
161	Anormal	0,03	1,77	6,68	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
162	Anormal	0,20	1,10	9,65	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
163	Anormal	0,15	1,85	5,67	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
164	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
165	Anormal	0,02	2,33	6,07	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
166	Anormal	0,01	1,34	6,53	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
167	Anormal	1,73	-	8,45	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
168	Anormal	0,18	14,59	-	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
169	Anormal	0,14	1,54	4,07	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
170	Anormal	1,87	23,75	-	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
171	Anormal	3,39	8,50	5,17	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
172	Anormal	0,12	145,48	38,03	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
173	Anormal	0,21	1,49	5,99	-	-	-	-	-	-	Sem diagnóstico	Sem diagnóstico
174	Anormal	11,96	205,33	1,67	-	-	-	X	-	-	T1	Incorreto
175	Anormal	0,15	266,72	221,03	-	-	-	-	-	X	T3	Correto
176	Anormal	0,02	17,38	233,51	-	-	-	-	-	X	T3	Correto