



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falha em Transformadores (MAIFT): contribuição da identificação da causa raiz aliada à manutenção preditiva

Harison Araujo Antunes

Itajubá, agosto de 2020

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Harison Araujo Antunes

Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falha em Transformadores (MAIFT): contribuição da identificação da causa raiz aliada à manutenção preditiva

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto

Coorientador: Prof. Dr. Pablo Rodrigues Muniz

Agosto de 2020

Itajubá

As informações são fornecidas pela Biblioteca Mauá - BIM

ANTUNES, Harison Araujo

Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falha em Transformadores (MAIFT): contribuição da identificação da causa raiz aliada à manutenção preditiva / Harison Araujo Antunes. – Itajubá: EFEI, 2020.

94p.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Itajubá, 2020.

Orientador: Estácio T. W. Neto

1. Transformadores de potência – causa raiz aliada à manutenção preditiva

I. Neto, Estácio T. W. II. Universidade Federal de Engenharia de Itajubá. III. Título.

CDD 658.5

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Harison Araujo Antunes

Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falha em Transformadores (MAIFT): contribuição da identificação da causa raiz aliada à manutenção preditiva

Dissertação aprovada por banca examinadora em 07 de agosto de 2020, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto.

Prof. Dr. Pablo Rodrigues Muniz.

Prof. Dr. Robson da Silva Magalhães.

Prof. Dr. Gustavo Paiva Lopes.

Itajubá

2020

Dedico este trabalho ao meu filho Henry, que é luz para o meu viver e para os meus momentos de correria, estresse e preocupação.
E também à minha companheira Nathiana, que esteve ao meu lado e me estimulou, especialmente, nos momentos mais difíceis e complexos dessa caminhada.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela vida e por me oferecer oportunidades de crescimento pessoal, intelectual e espiritual. Obrigado por me permitir chegar até aqui.

À minha mãe, Helena de Araújo Antunes, por me ensinar a importância e o poder dos estudos.

À minha parceira, Nathiana, e ao meu filho Henry, por compreenderem todas as minhas ausências para me dedicar à realização desta dissertação. E, mesmo assim, nunca deixaram de me apoiar e amar, incondicionalmente, em todos os momentos.

Ao professor e doutor Pablo Rodrigues Muniz, meu coorientador nessa jornada, por todo o incentivo dado por ele.

Ao meu orientador, professor e doutor Estácio T. W. Neto, por toda orientação, pelo incentivo e pela confiança no meu trabalho. E, especialmente, por sempre saber a hora certa de me deixar caminhar sozinho nos momentos necessários. Agradeço por todos os ensinamentos!

A todos vocês que, direta ou indiretamente, puderam contribuir de alguma forma para a realização de mais essa etapa da minha vida. Deixo registrado aqui o meu obrigado!

“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor,
a eletricidade e a energia atômica: a vontade”.

Albert Einstein

RESUMO

Transformadores de potência geralmente são os ativos de maior custo em um sistema elétrico, além de serem críticos à operação do sistema ou de uma indústria em que uma parada não programada pode trazer enorme prejuízo econômico. Assim, a detecção de falhas incipientes e a verificação da condição do equipamento para se evitar paradas intempestivas se fazem primordiais e podem ser alcançadas por intermédio da realização periódica de ensaios e testes. As manutenções preventiva e preditiva de transformadores elétricos com a aplicação de técnicas convencionais para Análise de Gases Dissolvidos (AGD) em óleo isolante são capazes de indicar os tipos de falhas: sobreaquecimentos, Descargas Parciais (DP) de baixa intensidade entre outras, contudo não identificam a causa raiz dos efeitos diagnosticados. Diante disso, tem-se a possibilidade de maiores ganhos aliando o diagnóstico preditivo à técnica de busca pela causa raiz da falha, visando à obtenção de diagnósticos mais aprofundados, permitindo o bloqueio da causa raiz. Para tanto, esta dissertação propõe uma Metodologia de Acompanhamento e Investigação de Falhas em Transformadores (MAIFT). Sendo assim, espera-se que o uso da ferramenta proposta evite a repetição do problema ou permita antecipação à falha em outro equipamento similar. A MAIFT aqui desenvolvida é empregada em casos reais, o que demonstra a sua eficácia frente às técnicas convencionais de diagnóstico.

Palavras-chave: Análise de falhas. Análise de Gases Dissolvidos. Análise da causa raiz de falhas. Transformadores de potência. Manutenção preventiva. Manutenção preditiva.

ABSTRACT

Power transformers are generally the most expensive assets in an electrical system, in addition to being critical to the operation of the system or an industry in which an unscheduled shutdown can bring enormous economic damage. Thus, the detection of incipient failures and the verification of the condition of the equipment to avoid untimely stops are essential and can be achieved through periodic tests. The preventive and predictive maintenance of electrical transformers with the application of conventional techniques for analysis of gases dissolved in insulating oil are capable of indicating the types of failures: overheating, low intensity partial discharges, among others, however they do not identify the root cause of the diagnosed effects. Given this, there is the possibility of greater gains combining the predictive diagnosis with the technique of searching for the root cause of the failure, aiming at obtaining more in-depth diagnoses, allowing the blocking of the root cause. For this purpose, this dissertation proposes a methodology for monitoring and investigating failures in transformers. Therefore, it is expected that the use of the proposed tool will avoid the repetition of the problem or allow the anticipation of failure in other similar equipment. The proposed methodology is used in real cases, which demonstrates its great efficiency compared to conventional diagnostic techniques.

Keywords: Failure analysis. Dissolved Gases Analysis. Root Cause Failure Analysis. Power transformers. Preventive maintenance. Predictive maintenance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Transformador elétrico de potência instalado em usina siderúrgica.....	18
Figura 2.2 – Componentes de um transformador de potência.....	19
Figura 2.3 – Falhas por componentes em transformadores.....	24
Figura 2.4 – Natureza das falhas em transformadores.....	24
Figura 2.5 – Falha por componentes em paradas não programadas em transformadores	25
Figura 2.6 – Falhas de componentes em transformadores de subestações (> 100 kV)	26
Figura 2.7 – Falhas de componentes em transformadores elevadores (> 100 kV).....	26
Figura 2.8 – Falhas em componentes de transformadores sem OLTC	27
Figura 2.9 – Natureza das falhas em transformadores elevadores sem OLTC	28
Figura 3.1 – Fluxograma para diagnóstico pelo Método das razões de Rogers	43
Figura 3.2 – Interpretação de AGD baseada na Análise do gás-chave	45
Figura 3.3 – Triângulo 1 de Duval e suas zonas de falha	47
Figura 3.4 – Diagnóstico através do Triângulo 1 de Duval	48
Figura 3.5 – Triângulo 4 de Duval e suas zonas de falha	49
Figura 3.6 – Triângulo 5 de Duval e suas zonas de falha	50
Figura 3.7 – Pentágono 1 de Duval e suas zonas de falhas.....	52
Figura 3.8 – Pentágono 2 de Duval e suas zonas de falhas.....	53
Figura 4.1 – Método RCA para MAIFT proposto.....	59
Figura 4.2 – Ciclo de manutenção	60
Figura 4.3 – Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falha em Transformadores (MAIFT).....	61
Figura 4.4 – Diagnósticos de AGD por meio do uso SMAIFT.....	64
Figura 4.5 – Interface gráfica do SMAIFT para diagnóstico de gás-chave	65
Figura 5.1 – Diagnóstico de falha em transformador pelo Triângulo 1.....	69
Figura 5.2 – Comparação de AGD com Método do gás-chave.....	69
Figura 5.3 – Evolução de falha em transformador pelo Triângulo 1.....	71
Figura 5.4 – Evolução de falha pelo diagnóstico do Pentágono 1.....	71
Figura 5.5 – Peritagem em transformador 1,5 MVA.....	72
Figura 5.6 – Teste de avaliação da presença de enxofre corrosivo em óleo isolante	74
Figura 5.7 – Resultado de avaliação da presença de enxofre corrosivo em óleo isolante	75
Figura 5.8 – Peritagem no transformador de 2,0 MVA	77
Figura 5.9 – Resultado de ensaio de enxofre corrosivo em transformador de 2,0 MVA	78
Figura 5.10 – Diagnóstico AGD de transformador retificador pelo Triângulo 4.....	79
Figura 5.11 – Diagnóstico AGD de transformador retificador pelo Triângulo 5.....	80
Figura 5.12 – Diagnóstico AGD de transformador retificador pelo Pentágono 1.....	81
Figura 5.13 – Diagnóstico AGD de transformador retificador por gás-chave	81
Figura 5.14 – Ação corretiva de rebobinamento em transformador retificador.....	83
Figura 5.15 – Acompanhamento específico com diagnóstico do Triângulo 1.....	84
Figura 5.16 – Índícios de descargas no interior de bucha e condutor de alta tensão.....	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Limites de concentrações de gás dissolvido.....	40
Tabela 3.2 – Limites para razões a partir do método Doernenburg.....	42
Tabela 5.1 – Análise pelo Triângulo 1 de Duval.....	68
Tabela 5.2 – Histórico de AGD do Transformador Analisado.....	70
Tabela 5.3 – Evolução da concentração de gases dissolvidos em transformador retificador ..	84

LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1 – Os gases dissolvidos analisados	39
Quadro 3.2 – Razões de Rogers para gases-chave	43
Quadro 3.3 – Etapas de avaliação por RCA.....	54
Quadro 3.4 – Etapas de avaliação por RCA.....	56
Quadro 5.1 – Transformadores indicados com risco de falha pela MAIFT.....	77

LISTA DE ACRÔNIMOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGD	Análise de Gases Dissolvidos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
DP	Descargas Parciais
FRA	<i>Frequency Response Analysis</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
MAIFT	Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falha em Transformadores
NBR	Norma Brasileira
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
PD	<i>Partial Discharge</i>
RCA	<i>Root Cause Analysis</i>
RCFA	<i>Root Cause Failure Analysis</i>
RCM	<i>Root Cause Map</i>
SMAIFT	Programa computacional para Metodologia de Acompanhamento e Investigação de Falha em Transformadores

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	Considerações iniciais.....	15
1.2	Objetivo.....	15
1.3	Justificativa.....	16
1.4	Estrutura do trabalho.....	17
2	REVISÃO DA LITERATURA E FUNDAMENTOS.....	18
2.1	Considerações gerais.....	18
2.2	Partes construtivas	19
2.3	Falhas em transformadores de potência	23
2.4	Manutenção de transformadores elétricos.....	28
2.5	Ensaio elétrico	29
2.5.1	Ensaio de Rotina	30
2.5.2	Ensaio de tipo.....	32
2.5.2	Ensaio Especial.....	33
2.6	Ensaio físico-químico	34
2.7	Análise de Gases Dissolvidos (AGD).....	36
2.8	Deteção de falhas em transformadores de potência	36
3	MÉTODOS DE DIAGNÓSTICO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES.....	38
3.1	Método de Doernenburg	40
3.2	Método das razões de Rogers	42
3.3	Método do gás-chave	44
3.4	Métodos de Duval.....	45
3.4.1	Triângulos de Duval.....	46
3.4.2	Pentágonos de Duval.....	51
3.5	Análise de causa raiz (<i>Root Cause Analysis</i>)	53
4	METODOLOGIA PROPOSTA (MAIFT).....	57
4.1	RCA para MAIFT, uma proposta para transformadores de potência	57
4.2	Ciclo de Manutenção de Transformadores de Potência.....	59
4.3	Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falha em Transformadores	60
4.4	Desenvolvimento de programa computacional para interpretação de AGD em	

transformadores	63
5 APLICAÇÃO DA MAIFT – ESTUDOS DE CASO.....	67
5.1 Estudo de caso 1 – Transformador 1,5 MVA.....	68
5.1.1 Diagnóstico Preditivo (Coleta de Dados).....	68
5.1.2 Aplicação da MAIFT	72
5.1.3 Considerações sobre o Caso 1 – Transformador 1,5 MVA	76
5.2 Estudo de caso 2 – Transformador 2,0 MVA.....	76
5.2.1 Considerações sobre o caso 2 – Transformador 2,0 MVA	78
5.3 Estudo de caso 3 – Transformador Retificador	79
5.3.1 Considerações sobre o caso 3 – Transformador Retificador.....	86
5.4 Análise do resultado da MAIFT	86
6 CONCLUSÃO.....	89
6.1 Recomendações para trabalhos futuros.....	90
REFERÊNCIAS.....	92
ANEXO A – Declaração de uso de Programa computacional.....	94

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

Transformadores elétricos de potência são equipamentos primordiais ao fornecimento de energia elétrica em todas as partes de um sistema elétrico: geração, transmissão, distribuição e consumo, incluindo processos industriais. Além da importância e da criticidade deles dentro do sistema elétrico, sua falha normalmente gera perdas operacionais e financeiras de valor elevado.

Dessa forma, percebe-se que ter conhecimento do equipamento, de seu funcionamento e de suas principais características, assim como ter ciência e informações acerca dos principais modos de falhas e as causas, juntamente com os possíveis meios de evitá-las e diagnosticá-las precocemente, são pontos relevantes e de necessidade básica para um sistema confiável.

Dentro de processos nos quais o fornecimento de energia elétrica tem de ser ininterrupto, como no caso de distribuidoras de energia elétrica ou em processos em que a disponibilidade e a produção são preponderantes, a exemplo de grande parte das indústrias, a utilização de técnicas de manutenção preventiva e preditiva de transformadores de potência se faz muito importante.

Dessa forma, os resultados do uso dessas técnicas, assim como a boa prática da manutenção preventiva, geram ganho técnico do ponto de vista de confiabilidade, disponibilidade operacional e, conseqüentemente, financeiro. Nesse contexto, esta dissertação se caracteriza como mais uma ferramenta a ser utilizada com esse objetivo, estruturando e contribuindo para as ações diante de falhas e diagnósticos preditivos acerca de transformadores elétricos de potência.

1.2 Objetivo

O objetivo deste estudo é o desenvolvimento de metodologia particular para diagnóstico da causa raiz de falha em transformadores de potência, com foco em equipamentos industriais, agregando uma ferramenta de análise, a *Root Cause Analysis (RCA)*, às técnicas

preditivas e preventivas em uso. Essa metodologia deve contribuir para a ampliação do diagnóstico de manutenção preditiva, sistematizando etapas para a correta identificação da razão principal do defeito e resultando em benefícios como a prevenção de recorrência da falha ou mesmo a detecção precoce em equipamentos similares, em que a indicação por técnicas preditivas ainda não seja viável.

Como resultado, pretende-se que a MAIFT desenvolvida seja aplicada de forma ampla na análise de falhas, prevenindo e identificando a causa raiz de defeitos em transformadores de potência, diminuindo eventuais paradas operacionais e perdas financeiras.

1.3 Justificativa

A eficácia das técnicas de manutenção preditiva para interpretação de AGD, com diagnóstico de falhas em transformadores é reconhecidamente comprovada. Contudo, a simples aplicação destas técnicas de forma convencional ou mesmo melhoradas por meio de sistemas que utilizam inteligência artificial, como no caso de redes neurais, não faz com que seja possível a indicação da causa raiz da falha, apenas o seu diagnóstico. Embora essas técnicas de manutenção preditiva sejam capazes de identificar o tipo de falha (sobreaquecimentos, DP de baixa intensidade entre outras), elas não identificam a causa raiz dos efeitos diagnosticados.

Para tanto, é necessária uma ação após a identificação do problema para que juntas, a metodologia de identificação da origem da falha e as técnicas preditivas, possam ter melhores resultados, o que permitirá evitar a repetição do problema ou mesmo antecipar-se à falha em outro equipamento similar.

Em âmbito industrial a perícia de sinistros envolvendo equipamentos e a análise da causa raiz é imprescindível quando se objetiva a não reincidência de falhas, havendo diversas metodologias para esse tipo de análise.

Observando-se falhas reais em transformadores, com a aplicação do conceito de análise da causa raiz, pretende-se potencializar ganhos aliando-o ao diagnóstico preditivo, com forte embasamento técnico na investigação de falhas em transformadores de potência industriais. Essa metodologia facilita a correta identificação da causa raiz de falhas, obtendo-se diagnósticos mais precisos, sendo uma contribuição relevante à manutenção preditiva e à confiabilidade operacional de plantas industriais.

1.4 Estrutura do trabalho

Visando alcançar os objetivos aos quais se propôs, esta dissertação está estruturada em seis capítulos. Este primeiro traz a introdução descrevendo pontos relevantes como o objetivo, a justificativa e as etapas da pesquisa que se expõem nas próximas páginas.

O capítulo 2 faz uma revisão bibliográfica sobre transformadores de potência, trazendo as características, as principais falhas e apresenta ferramentas e técnicas para o diagnóstico de falhas nesses equipamentos.

O terceiro capítulo apresenta o detalhamento dos principais métodos de diagnose de transformadores elétricos, baseados na AGD no óleo mineral isolante, técnica que tem se mostrado mais eficaz para a detecção e a identificação de defeitos em transformadores. Este capítulo, também contextualiza a análise da causa raiz, *Root Cause Analysis* (RCA), e seus benefícios para a correta identificação de falhas.

No capítulo 4, está desenvolvida metodologia específica de busca pela causa raiz da falha aliada às técnicas de diagnose preditiva aplicadas a transformadores. A metodologia proposta, ordena de forma sistemática ações, muitas vezes realizadas empiricamente, para melhoria no processo de gestão da manutenção e identificação de falhas em transformadores elétricos industriais.

O capítulo 5 apresenta os estudos de casos para o método proposto, mostrando todas as etapas de avaliação postas em prática em uma ocorrência real e o resultado que foi alcançado com a aplicação da metodologia. Neste capítulo está a análise dos potenciais resultados técnicos obtidos com a MAIFT, discutindo os ganhos alcançados oriundos da organização e da sistematização em busca de diagnose mais precisa de falhas em transformadores.

Por fim, tem-se o capítulo 6 que apresenta as conclusões e as considerações finais acerca de todo o trabalho que foi desenvolvido.

2 REVISÃO DA LITERATURA E FUNDAMENTOS

2.1 Considerações gerais

Transformadores elétricos de potência são equipamentos de alta criticidade e, geralmente, os mais caros dentro de uma subestação de energia elétrica, cuja principal função é a transferência de energia (potência elétrica) de um circuito primário para um ou mais circuitos, mantendo-se a frequência do sistema e modificando as tensões e correntes de forma a atender ao consumo de forma mais adequada e segura [1].

Essa transferência de potência, na maioria das vezes, dá-se por meio de indução eletromagnética, sendo o transformador uma máquina de operação estática e princípio de funcionamento simples [1].

A Figura 2.1 exibe um transformador elétrico de potência instalado em uma usina siderúrgica ativa, e em operação com todos os seus acessórios. Caracterizando um exemplo de transformador de potência industrial, que é o foco desta pesquisa



Figura 2.1 – Transformador elétrico de potência instalado em usina siderúrgica
Fonte: Autor

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

Considerando-se que o transformador é parte principal para o fornecimento de energia e para a disponibilidade de um sistema elétrico, seja industrial ou de transmissão e distribuição, é primordial compreender os principais componentes e os fundamentais pontos de falhas.

Dessa forma, acredita-se, que será possível alcançar o objetivo de aumentar a disponibilidade por intermédio da aplicação de melhores práticas de manutenção e de identificação das causas básicas das falhas.

2.2 Partes construtivas

Compreende-se que transformadores elétricos de potência são equipamentos compostos por várias partes e acessórios, conforme especificação e aplicações.

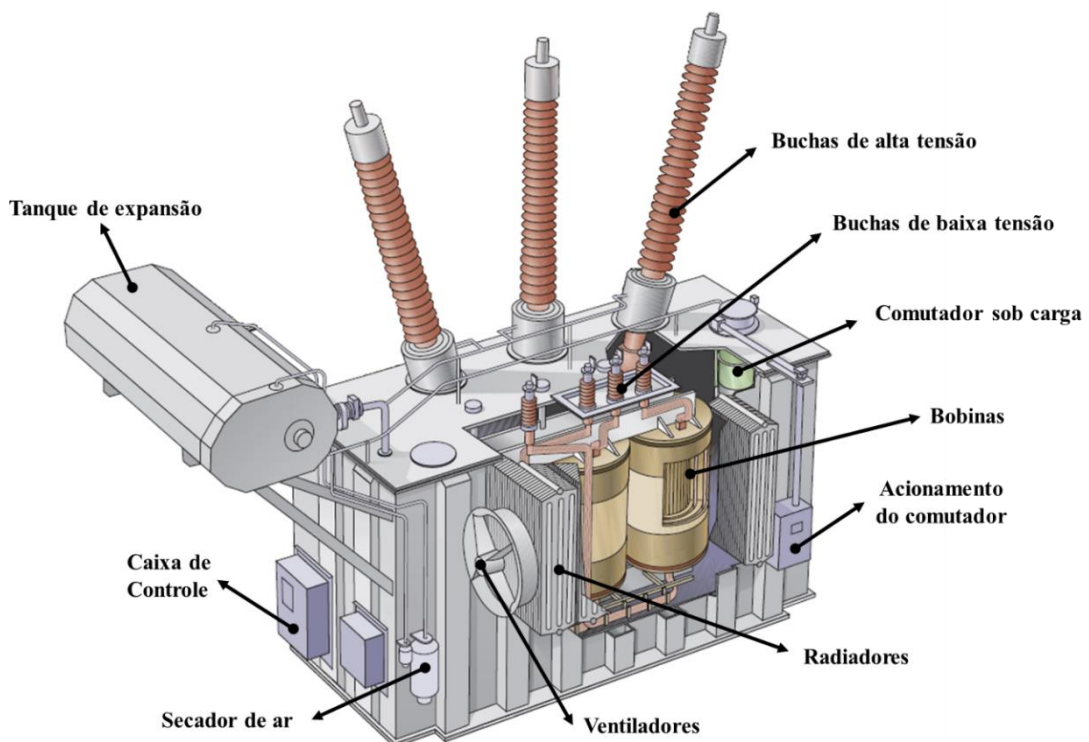


Figura 2.2 – Componentes de um transformador de potência
Fonte: Adaptado de catálogo ABB [2]

A Figura 2.2 exibe uma vista em corte de um transformador, em que é possível identificar as partes componentes de um transformador de potência, assim como seus acessórios mais usuais.

Nesse estudo estão identificados os principais componentes de um transformador e as principais falhas nesse equipamento. Contudo, conforme projeto, aplicação, classe de tensão e características particulares, os transformadores podem ser classificados de diversas formas, e com inúmeros componentes, de acordo com o nível de detalhamento desejado e a norma aplicada.

a) Parte Ativa

A parte interna do equipamento, imersa em fluido isolante, compreendida pelo núcleo ferromagnético, blindagens, enrolamentos, isolamento celulósico e sustentação mecânica de todo este conjunto é denominada parte ativa.

Por definição, parte ativa é o conjunto formado pelo núcleo, enrolamentos e suas partes acessórias [3].

b) Tanque Principal e tanque de expansão

O tanque principal acomoda em seu interior a parte ativa do transformador, imersa em fluido isolante, normalmente óleo mineral. O tanque principal é um componente muito robusto, capaz de suportar vácuo pleno e grandes pressões, provenientes de curtos-circuitos e de outros transitórios.

Considerando-se os transformadores imersos em líquido isolante com potência igual ou superior a 750 kVA, o tanque, os radiadores e os demais acessórios, exceto o comutador, devem suportar vácuo pleno [4].

O tanque de expansão é responsável pela acomodação da variação de volume do fluido isolante em função do seu aquecimento e/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 e, por vezes, no sentido oposto quando ocorre a retração do fluido em virtude da redução da temperatura.

c) Comutador de Taps

Transformadores por vezes necessitam compensar variações de tensão devido a oscilações de sistema ou carga. Para isso, se faz uso do equipamento chamado comutador de *taps*, que altera a relação de transformação da máquina provendo o ajuste necessário de tensão. Existem basicamente dois tipos de comutadores: os que realizam a alteração de *taps* apenas com o transformador desenergizado e os que funcionam sob carga, os chamados *On Load Tap Changer* (OLTC) [1].

d) Buchas

Itens responsáveis pela conexão dos condutores dos enrolamentos do transformador aos condutores do circuito elétrico externo. Compostas de material isolante e, por vezes, preenchidas com óleo, dependendo do nível de tensão. As buchas são parte importante no isolamento do transformador e também um dos componentes de maior fragilidade mecânica. Elas são sensíveis a vazamentos em virtude das conexões com o tanque principal [1].

e) Acessórios

Transformadores elétricos de potência podem possuir diversos acessórios, que estão relacionados ao funcionamento e à proteção intrínseca do equipamento. A norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), Norma Brasileira (NBR) de número 5356, parte 1 define os acessórios obrigatórios e opcionais em função de suas características. Os principais acessórios são [1]:

- **Indicador de nível de óleo:** os indicadores magnéticos de nível de óleo, além de atuar como dispositivos de indicação de nível, normalmente operam como dispositivos de proteção, enviando sinais de alarme e desligamento do transformador quando o fluido isolante atinge níveis pré-determinados de óleo no interior do tanque.
- **Termômetros do óleo e enrolamentos:** dispositivo utilizado para indicação da temperatura instantânea do óleo e também da maior temperatura registrada durante determinado período. Termômetros de óleo possuem contatos auxiliares que sinalizam condições de alarme e desligamento, 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. A válvula atua quando a pressão atinge um nível pré-estabelecido e envia sinal de

desligamento ao disjuntor correspondente, por meio de contato auxiliar.

- **Relé de Buchholz:** dispositivo de proteção que atua quando há produção excessiva de gases na parte interna do transformador, o que caracteriza indício de falha. Durante a operação, a queima de material isolante, DP e até mesmo curtos-circuitos provocam o aparecimento de gases no óleo do transformador. Esses gases, que tendem a migrar do tanque principal para o tanque de expansão, são detectados pelo relé Buchholz que será sensibilizado de acordo com a quantidade de gás presente na câmara, promovendo o desligamento do transformador por meio de um contato elétrico do dispositivo. A instalação desse tipo de relé deve ser feita entre o tanque principal e o tanque de expansão, respeitando-se o sentido do fluxo dos gases.

- **Secador de ar:** durante a expansão e a retração do óleo isolante há a entrada de ar no conservador de óleo. Visando-se evitar a entrada de umidade no interior do transformador, utiliza-se o secador de ar, que é um recipiente contendo sílica-gel, produto químico que absorve a umidade do ar.

f) Radiadores e Ventiladores

Um dos grandes vilões para o rendimento e a conservação da vida útil e um transformador é a temperatura sob a qual o equipamento opera, que é fruto basicamente das correntes de carga que circulam pela máquina e das perdas inerentes: perdas ôhmicas, por correntes parasitas, histerese e Foucault, bem como da temperatura ambiente em que está instalado.

O sistema de resfriamento de um transformador é basicamente composto por radiadores e ventiladores. Os radiadores têm a função de propiciar a troca térmica entre o fluido isolante do transformador e o ar atmosférico externo, podendo essa característica ser potencializada com o uso de ventiladores, o que acarreta um ganho de capacidade da máquina, tendo em vista a possibilidade de converter mais potência (corrente). Existem ainda sistemas mais elaborados que podem envolver a circulação forçada de óleo entre outros dispositivos.

g) Fluido isolante

Na atualidade, o fluido isolante de transformadores pode ser de origem mineral, silicone ou vegetal, sendo o uso de óleos minerais o mais comumente empregado.

O óleo mineral possui características físico-químicas que lhe conferem alto potencial isolante ou rigidez dielétrica elevada. Em conjunto com o material celulósico que envolve a

parte ativa e as buchas, ele auxilia a operação do sistema responsável pelo bom isolamento da máquina.

Outra função exercida pelo óleo isolante é a de refrigeração, realizada por meio da sua circulação pelos canais internos de bobinas e núcleo do transformador e pelos radiadores, dessa forma, promovendo a troca térmica entre as partes internas e o meio externo, resfriando as partes mais quentes da máquina.

2.3 Falhas em transformadores de potência

No âmbito da manutenção preventiva, conhecer os principais pontos de falhas de transformadores e as origens deles é ferramenta muito útil para uma boa gestão dos ativos. Existem diversos estudos e pesquisas sobre taxas e pontos de falhas em transformadores, sendo os maiores em alcance mundial aqueles realizados pelo Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRÉ – *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*).

Como referência na pesquisa de falhas de transformadores, tem-se o estudo realizado pelo CIGRÉ em seu Comitê de Estudos 12, por intermédio do Grupo de Trabalho 12.05, que avaliou os índices de falhas em cerca de 47.000 unidades de transformadores de potência de grande porte [5].

A pesquisa foi publicada em 1983 e a análise considerou mais de 1.000 falhas ocorridas entre 1968 e 1978, com dados recebidos de 13 países diferentes [5]. Esse estudo ainda hoje é de grande relevância, por ser o primeiro com grande número de amostras para análise.

Analisando e resumindo os dados do Comitê de Estudos 12 sobre as falhas que levaram a parada programada ou forçada de transformadores de potência (excluindo autotransformadores), têm-se os seguintes resultados estratificados por componentes e origem da falha (Figura 2.3 e Figura 2.4).

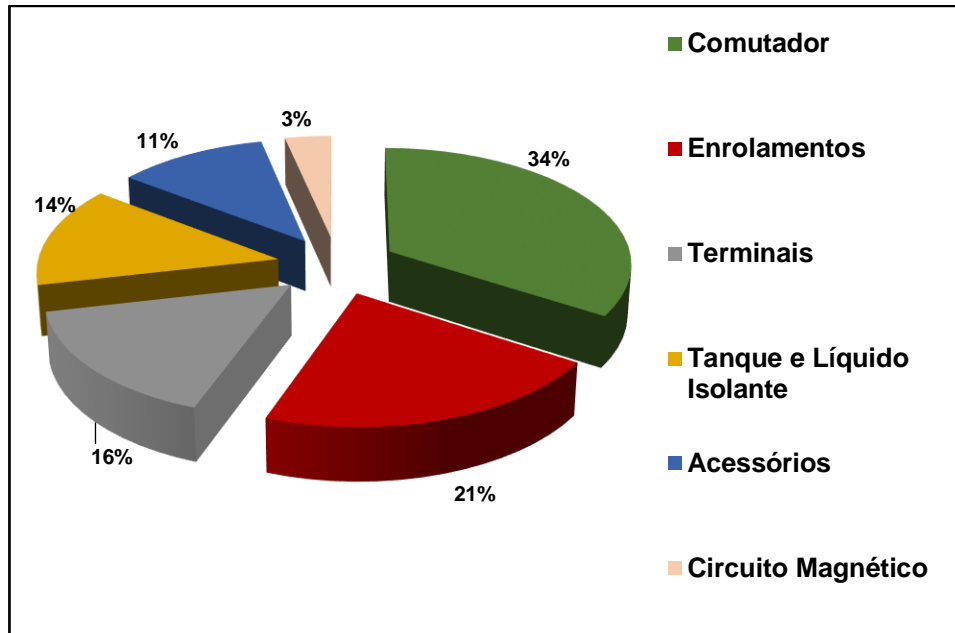


Figura 2.3 – Falhas por componentes em transformadores
Fonte: Adaptado de [5]

Os principais componentes ligados às falhas em transformadores são os comutadores e os enrolamentos, seguidos pelas conexões terminais (Figura 2.3). Já a Figura 2.4 expõe a natureza de origem destas falhas.

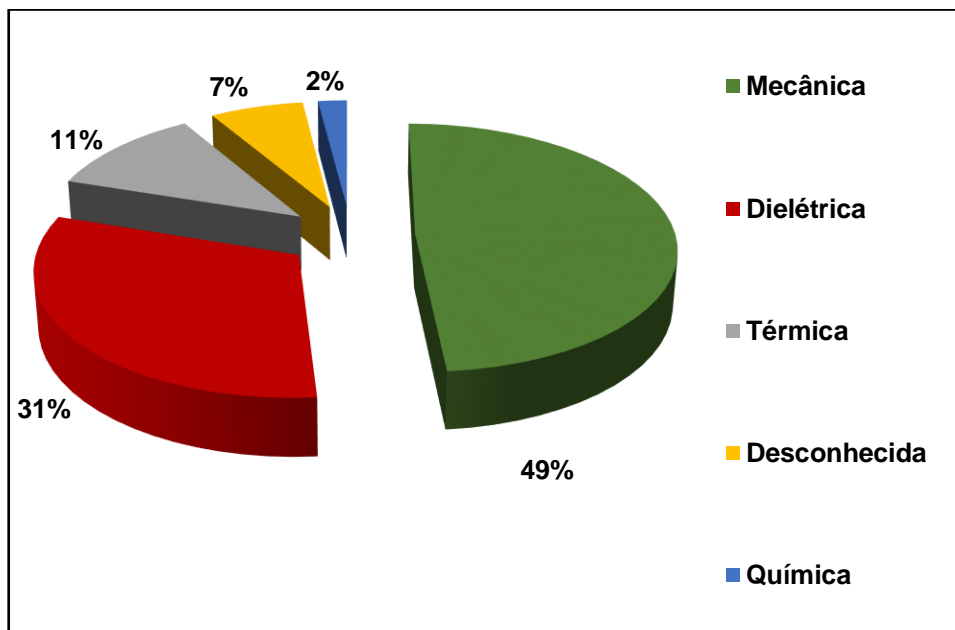


Figura 2.4 – Natureza das falhas em transformadores
Fonte: Adaptado de [5]

A Figura 2.4 expõe a natureza da origem das falhas em transformadores. Os dados são representativos e indicam os princípios das falhas em transformadores de potência. Cabe ressaltar que esses resultados aqui apresentados generalizam os tipos de transformadores estudados na pesquisa publicada em 1983 [5].

Com base nos dados encontrados, observa-se a relação entre os componentes de falha e as origens das mesmas. Os três pontos de falha de maior incidência são provenientes de defeitos em comutadores, tendo a origem mecânica, seguido dos enrolamentos com origem dielétrica (falhas em isolamento, curto-circuito interno) e dos terminais que se pode entender como origem de falha térmica (má conexão, aquecimento, curto-circuito externo).

Quanto às falhas que geraram paradas forçadas, aquelas sem possibilidade de programação de parada operacional e conseqüente planejamento da manutenção corretiva, observa-se que os resultados não se alteram de forma significativa, estando os comutadores e enrolamentos ainda entre os maiores componentes de falhas (Figura 2.5).

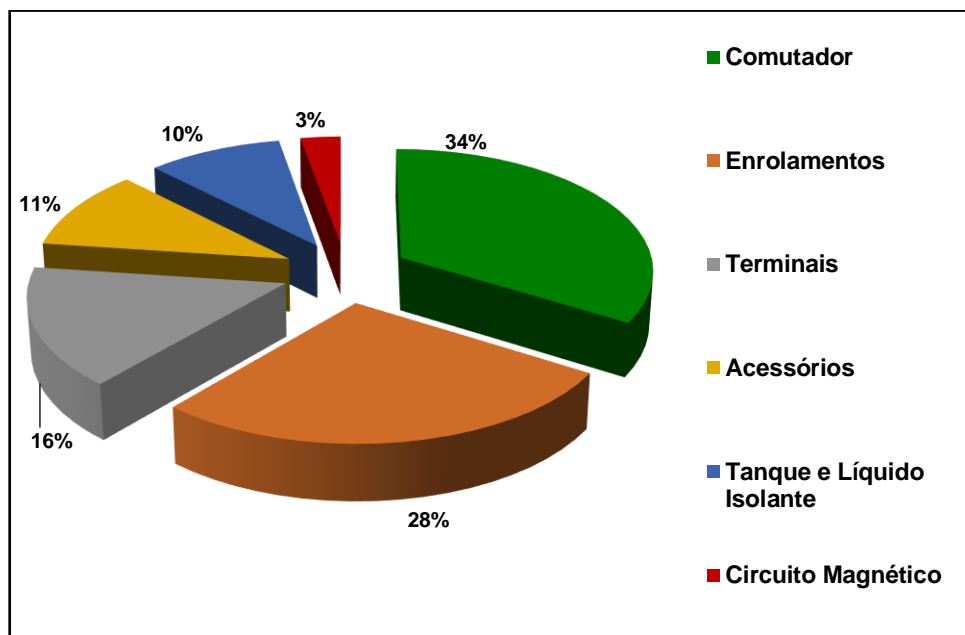


Figura 2.5 – Falha por componentes em paradas não programadas em transformadores
Fonte: Adaptado de [5]

De acordo com a Figura 2.5, entre os componentes que falharam ocasionando paradas não programadas em transformadores, os mais representativos permanecem sendo os comutadores de tap e os enrolamentos da máquina.

Em 2008 foi formado o Grupo de Trabalho A2.37 pelo CIGRÉ [6] com o objetivo de realizar uma nova pesquisa mundial sobre falha de transformadores, atualizando o estudo publicado em 1983

[5]. Nesta pesquisa, as falhas consideradas foram apenas as de maior gravidade (que levaram a perdas operacionais e danos) de transformadores de potência e reatores shunt com tensões superiores a 60 kV.

O relatório preliminar foi divulgado em 2012 [6], as Figuras 2.6 e 2.7, demonstram os resultados da pesquisa quanto às falhas em transformadores de tensão superior a 100 kV.

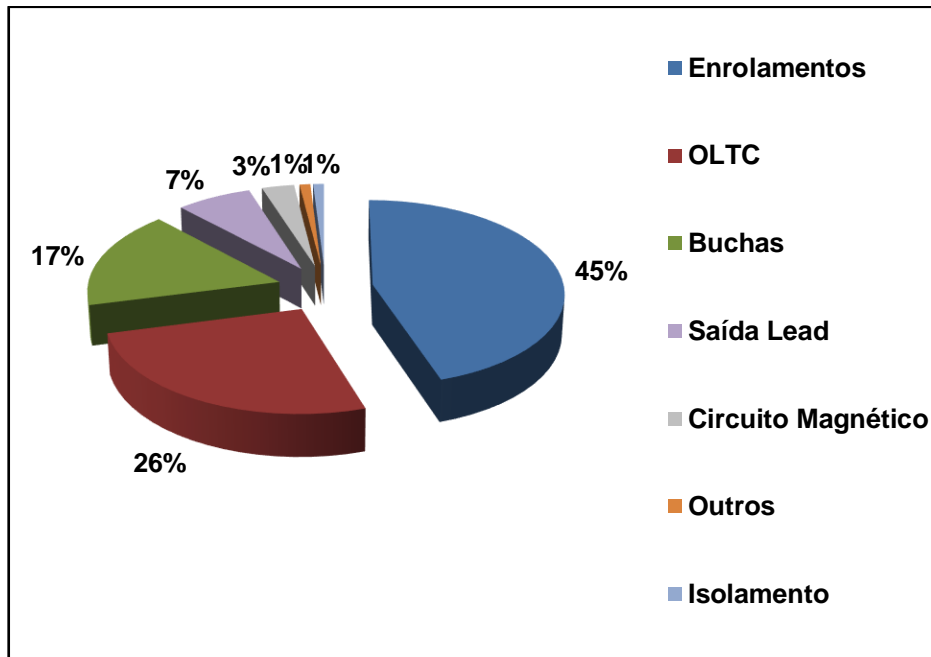


Figura 2.6 – Falhas de componentes em transformadores de subestações (> 100 kV)
Fonte: Adaptado de [6]

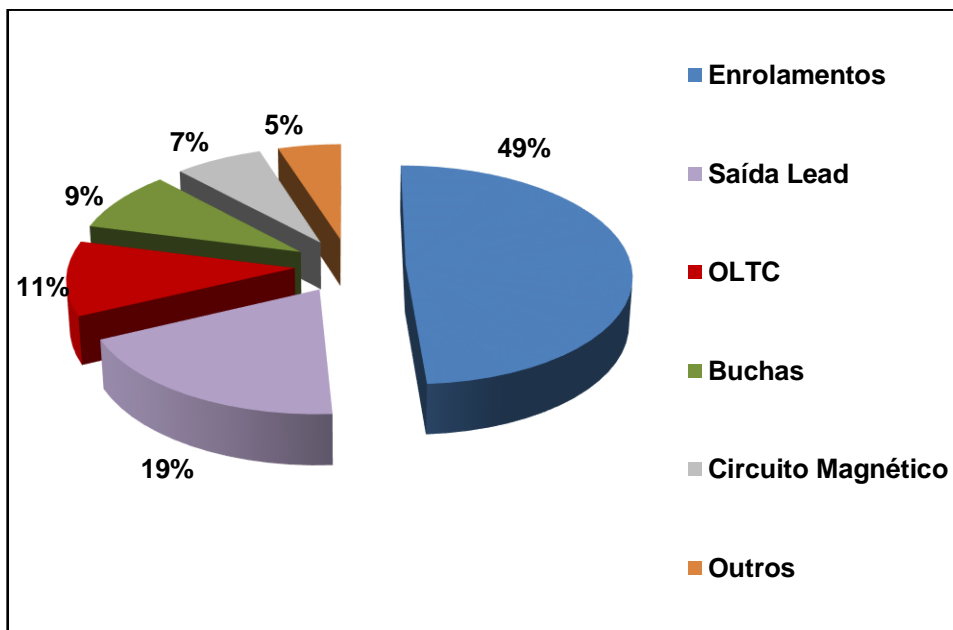


Figura 2.7 – Falhas de componentes em transformadores elevadores (> 100 kV)
Fonte: Adaptado de [6]

Os resultados (Figuras 2.6 e 2.7) mostram alterações com relação aos principais componentes de falhas, observados anteriormente. Na pesquisa mais recente os enrolamentos aparecem como os maiores causadores de paradas forçadas, e nota-se uma queda significativa na contribuição por parte dos comutadores quando comparada com a pesquisa publicada em 1983 [5].

As falhas podem ser ocasionadas por inúmeras particularidades, tais como: regime de operação, ações de manutenção, características do equipamento, entre outras.

A maior parte dos transformadores industriais não possui comutador sob carga e apresenta níveis mais baixos de tensão. Neste cenário, visando maior representatividade dos transformadores industriais, pode-se generalizar as falhas em transformadores sem OLTC, baseado em [5], com os resultados apresentados nas Figuras 2.8 e 2.9.

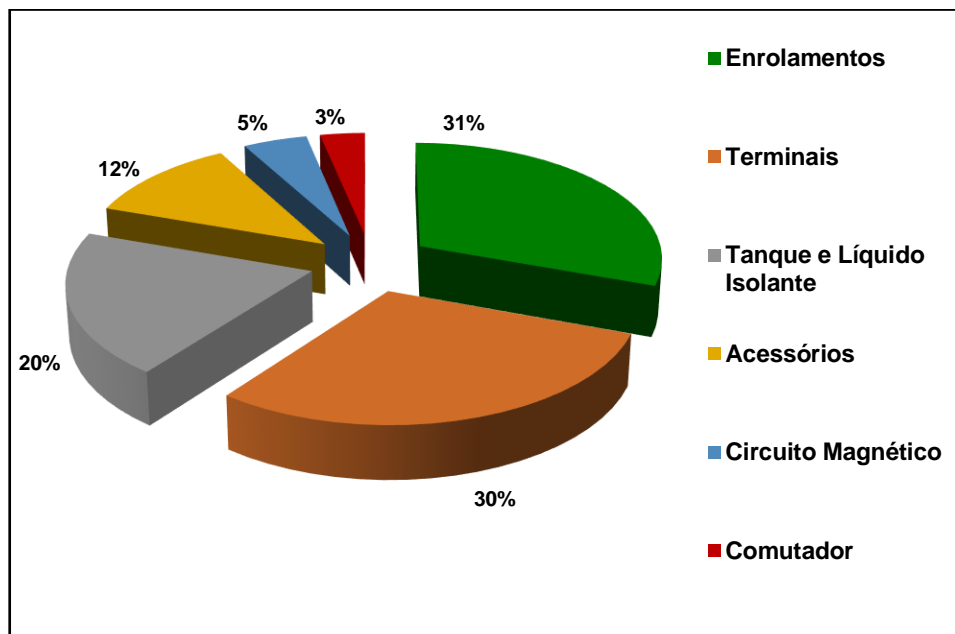


Figura 2.8 – Falhas em componentes de transformadores sem OLTC
Fonte: Adaptado de [5]

Com base nas falhas componentes de transformadores sem OLTC (Figura 2.8), evidencia-se a contribuição majoritária dos componentes de falhas atrelados à enrolamentos e terminais.

Conforme ilustrado, na Figura 2.9, nota-se que a origem de falhas em transformadores elevadores sem OLTC é preponderantemente oriunda de natureza mecânica e dielétrica.

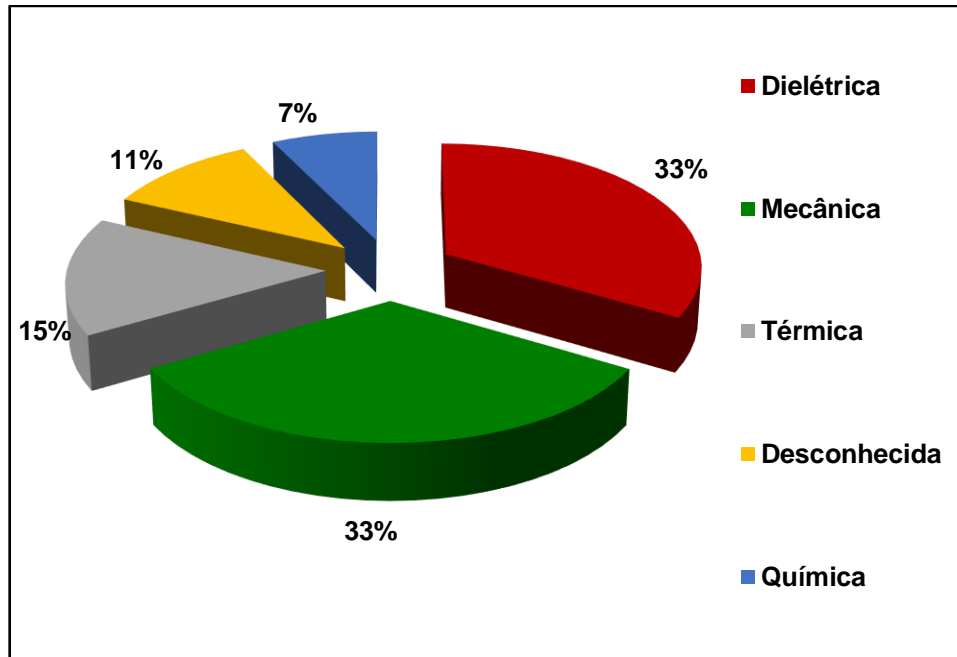


Figura 2.9 – Natureza das falhas em transformadores elevadores sem OLTC
Fonte: Adaptado de [5]

Esses dados mostram que os componentes responsáveis pelo maior número de falhas em transformadores de potência industriais, sem OLTC, são os enrolamentos e terminais (Figura 2.8), tendo origem em natureza mecânica nas conexões (terminais, comutadores sem carga) e no isolamento dielétrico das máquinas (Figura 2.9) [5].

2.4 Manutenção de transformadores elétricos

Para que se diminuam os prejuízos oriundos da saída de operação de um transformador de uma forma não programada, a detecção de falhas incipientes e a verificação da condição do equipamento se fazem primordiais, e podem ser alcançadas por meio da realização periódica de testes. Assim, conforme os resultados desses testes, pode-se atuar de forma preventiva, prolongando a vida útil e aumentando a disponibilidade do equipamento, sendo esses os objetivos dos ensaios e da manutenção em transformadores elétricos.

Considerando a manutenção de equipamentos, pode-se fazer a seguinte classificação:

a) Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva é aquela efetuada após a ocorrência de dano e se destina à recolocação em condição adequada de operação do equipamento, assegurando a execução da função para a qual o transformador se destina [7].

b) Manutenção Preventiva

A manutenção preventiva é aquela efetuada periodicamente visando a permanência da máquina em condições de desempenhar a sua funcionalidade, assim, reduzindo a probabilidade de falha e a degradação do equipamento, o que permite prolongar a sua vida útil [7].

c) Manutenção Preditiva

A manutenção preditiva tem por objetivo garantir a integridade da máquina, com base na aplicação sistemática de técnicas de análise, por meios de supervisão da sua condição ou de amostragens de seus parâmetros funcionais, eliminando ou reduzindo ao mínimo a necessidade de manutenção corretiva em equipamentos [7].

2.5 Ensaios elétricos

Ensaio elétrico inicial, em fábrica e em campo, antes da energização do equipamento, são importantes para o acompanhamento da máquina ao longo do seu ciclo de vida, servindo de referência para a avaliação da condição de conservação e a análise de falhas, quando necessário.

É válido ressaltar que quanto maior o número de ensaios realizados em fábrica, mais informações para o diagnóstico futuro das condições do equipamento.

Há três tipos de ensaios, definidos por norma [4]. São eles:

- Ensaios de rotina: realizados em todas as unidades produzidas;
- Ensaios de tipo: realizado em uma unidade, representante dos demais transformadores (similares) ou sob demanda conforme requisito técnico de especificação do comprador; e
- Ensaios Especiais: realizados mediante acordo entre comprador e fabricante.

2.5.1 Ensaios de Rotina

Os ensaios de rotina têm por objetivo aferir a uniformidade dos equipamentos, frente aos requisitos técnicos solicitados. No caso dos transformadores, os principais ensaios de rotina são:

a) Medição da resistência ôhmica dos enrolamentos

Os valores de resistência dos enrolamentos medidos com corrente contínua e comparados com os valores dos ensaios de fábrica podem dar indicações sobre a existência de espiras em curto-circuito, conexões e contatos em más condições [8].

b) Relação de transformação, polaridade, deslocamento angular e sequência de fases

A verificação da relação de transformação, ou relação do número de espiras dos enrolamentos, é recurso valioso para diagnóstico de espiras em curto-circuito, de falhas em comutadores de derivação em carga e ligações erradas de derivações [8].

O ensaio identifica ainda, outras características de especificação e que são requisitos para realização de paralelismo de transformadores como: polaridade, deslocamento angular e sequência de fases.

c) Impedância de curto-circuito e perdas em carga

Os ensaios de curto-circuito viabilizam a determinação das perdas nos enrolamentos, a queda de tensão interna do transformador e a impedância, a reatância e a resistência percentuais [9].

Essas variáveis completam o modelo do transformador e possibilitam estudos para a sua proteção e paralelismo, como no caso da impedância percentual.

d) Perdas em vazio e corrente de excitação

O ensaio a vazio tem como objetivo a determinação das perdas no núcleo ou perdas por histerese e Foucault, identificação da corrente a vazio e dos parâmetros do ramo magnetizante do circuito equivalente, tais como: resistência de perdas no núcleo (R_m), reatância de magnetização (X_m) e a impedância equivalente desses dois elementos em paralelo (Z_m) [9].

e) Ensaio dielétricos de rotina (tensão aplicada, tensão induzida)

Para que se faça uma análise real do isolamento da máquina é preciso aplicar ao transformador uma tensão que corresponda no mínimo à nominal, a uma frequência também nominal. Essas condições são satisfeitas por intermédio dos ensaios dielétricos de tensão aplicada e induzida [9].

f) Ensaio de comutador de derivação em carga (quando aplicável)

O ensaio do comutador compreende ensaios funcionais com ciclos de funcionamentos em todas as posições e ensaios de isolamento dos circuitos auxiliares conforme ABNT NBR5356:2011 parte 1 [4].

g) Resistência de isolamento

A verificação do isolamento entre os enrolamentos e entre enrolamentos e massa (núcleo, carcaça etc.). Embora sujeita a grandes variações, seu valor fornece uma ideia do estado de isolamento da máquina, ou um acompanhamento do processo de secagem do transformador antes da realização dos ensaios dielétricos [9].

A resistência de isolamento deve ser medida antes dos ensaios dielétricos (tensão aplicada, induzida e impulso). No entanto, este ensaio não constitui critério para aprovação ou rejeição do transformador [4].

h) Estanqueidade e resistência à pressão;

É de muita relevância que não haja vazamentos no transformador, pois as vias de vazamentos também podem ser entradas de umidade e outros contaminantes. Essa condição deve ser avaliada conforme determinado na ABNT NBR5356:2011 [4].

i) Verificação do funcionamento dos acessórios

Checagem do correto funcionamento de todos os acessórios com base em critérios de aceitação constantes nas normas específicas [8].

j) Ensaio físico-químico de óleo isolante

Considerados ensaios de rotina para transformadores com tensão maior ou igual a 72,5 kV ou potência igual ou superior a 5 MVA, tais como:

- Rigidez dielétrica;
- Teor de água;
- Fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação; e
- Tensão interfacial.

k) Verificação de espessura e aderência da pintura

Checagem de pintura quanto a aderência e espessura conforme descrito em especificação técnica e ensaiado como determinado pela ABNT NBR5356:2011 [4].

2.5.2 Ensaios de tipo

Os ensaios de tipo têm por objetivo testar uma unidade que representará um determinado lote de fornecimento ou teste para verificação de requisito técnico específico da máquina em questão. Os principais ensaios de tipo para transformadores são:

a) Ensaio de elevação de temperatura

Corresponde à comprovação da potência nominal especificada do equipamento. A potência nominal está relacionada a uma carga contínua, mantendo-se o equipamento dentro do limite de variação de temperatura determinado por norma. Este ensaio caracteriza um valor de referência para valores garantidos e ensaios de perdas em carga e elevação de temperatura [10].

b) Ensaios dielétricos de tipo

Os ensaios dielétricos são classificados como tipo ou rotina, de acordo com tensão máxima do equipamento, conforme classificação da norma ABNT NBR5356-3:2007 [11]. São alguns desses ensaios: Impulso atmosférico, impulso de manobra, tensão induzida de longa e curta duração e tensão suportável a frequência industrial [12].

c) Ensaios físico-químicos de óleo isolante

Estes ensaios são considerados de tipo para transformadores tensão nominal inferior a 72,5 kV [4].

2.5.2 Ensaio Especiais

Os ensaios especiais são vários e estão listados no item 11.1.3 da norma ABNT NBR5356-1:2011 [4]. Neste estudo, destacam-se aqueles que são mais comumente utilizados, tendo, portanto, maior contribuição para a manutenção preventiva de transformadores nas indústrias:

a) Medição do fator de dissipação ($\text{tg } \delta$) da isolação (fator de potência do isolamento)

O ensaio de medição de fator de dissipação mede as perdas dielétricas no sistema isolante por meio da determinação do ângulo de defasagem entre a corrente de fuga do isolamento e a uma tensão alternada aplicada.

Os resultados desse ensaio podem servir como referência indicativa de contaminantes solúveis no óleo, por meio de um acompanhamento periódico, realizando a comparação dos valores obtidos ao longo do tempo [13].

b) Análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo mineral

A análise cromatográfica dos gases presentes no óleo mineral de um transformador pode indicar uma série de eventos, tais como: arcos de alta energia, envelhecimento e rompimento dielétrico de celulose, corona, eletrólise da água, oxidação, descargas, sobrecargas, identificação de pontos quentes, arcos elétricos ou DP [13].

c) Medição de resposta em frequência

O ensaio de medição de resposta em frequência, basicamente mede a resposta em condições de frequência variável de elementos passivos (resistências, indutâncias e capacitâncias) internos à máquina. Em transformadores, o ensaio de resposta em frequência FRA (*Frequency Response Analysis*) mede a impedância dos enrolamentos em uma frequência específica e compara os resultados destas medidas com valores de referência, obtidos do próprio equipamento em um primeiro teste realizado em fábrica, por exemplo, ou por comparação à uma máquina similar, de mesmo projeto, em condições normais.

A principal vantagem do método FRA está na capacidade de detecção de falhas relacionadas a danos mecânicos nos enrolamentos, que normalmente não sejam passíveis de detecção por ensaios comuns como os de rotina [13].

d) Ensaio do grau de polimerização do papel isolante

O ensaio de grau de polimerização do papel isolante de um transformador avalia o envelhecimento do isolante sólido, por meio da relação entre o comprimento da cadeia de polímeros e a resistência mecânica do papel, determinando, assim, o grau de envelhecimento ou o limite até o qual esse papel isolante ainda pode ser utilizado com confiabilidade [13].

2.6 Ensaios físico-químicos

A água e a temperatura são os grandes inimigos da isolação de um transformador de potência. A isolação sólida de base celulósica e a isolação líquida, normalmente de origem mineral, restringidas pelo tanque principal da máquina, podem reagir quimicamente [8].

A deterioração e as reações entre isolação sólida e líquida se dão em presença de catalisadores como: ferro, cobre, água. A própria deterioração da isolação pode gerar catalisadores que aceleram ainda mais o processo, como no caso da água que enfraquece mecanicamente a isolação sólida e prejudica o poder dielétrico. Além disso, vale destacar que esse processo é ainda mais acelerado quanto maior for a temperatura [8].

Em uma situação desse tipo, de deterioração ou reação química da isolação da máquina, há condição propícia para formação de DP com evolução até falha grave de isolamento.

O acompanhamento da deterioração, ou seja, a análise das características físico-químicas do meio isolante de um transformador a partir de seu preenchimento com óleo, se faz necessário para que se proporcione o prolongamento da vida útil da máquina e se possa prevenir falhas relacionadas ao isolamento.

A alteração química por fatores externos como aquecimento, oxidação, envelhecimento, contaminação acabam por afetar também as propriedades de refrigeração do óleo.

Como ação preventiva os ensaios físico-químicos do fluido isolante fornecem indicativos sobre a qualidade do estado do óleo [8]:

a) Rigidez dielétrica

A tensão dielétrica de ruptura de um líquido isolante tem grande relevância como medida da capacidade do líquido de suportar a tensão elétrica sem falhar. Um valor baixo de rigidez é indicativo da ação de contaminantes como água, sujeira, fibras celulósicas úmidas ou

partículas condutoras. Por outro lado, um valor alto indica boa suportabilidade à tensão elétrica, contudo, não exige a presença de contaminantes que podem estar em concentração insuficiente para afetar a tensão média de ruptura do teste.

b) Umidade

Umidade é um dos fatores de maior risco à isolação e vida útil de um transformador, sendo a determinação de seu valor, teor de umidade no fluido, um bom indicativo da evolução desse processo de deterioração.

c) Tensão Interfacial

É um teste muito útil na detecção da fase inicial de deterioração da isolação, uma vez que todas as substâncias estranhas ao fluido têm tendência a diminuir o valor da tensão interfacial entre o óleo e água, usada como referência no teste e acompanhamento.

d) Acidez/ índice de neutralização

O resultado de acidez é uma indicação segura das condições de deterioração do óleo. Ácidos agem como catalisadores no processo de deterioração da isolação como um todo, tanto do fluido quanto da isolação celulósica.

e) Ponto de fulgor

Em operação o óleo está exposto a faíscas elétricas ou ao aquecimento exagerado, portanto, a menor temperatura do óleo na qual se formam vapores inflamáveis deve ser conhecida e essa característica monitorada.

f) Viscosidade

A viscosidade está diretamente relacionada à capacidade de escoamento/circulação do óleo, caso esteja fora dos padrões aceitáveis impactará em maior aquecimento da máquina.

De maneira geral os ensaios físico-químicos fornecem os indicadores de contaminação e de deterioração do fluido isolante, sendo uma importante ferramenta no acompanhamento preventivo de transformadores.

2.7 Análise de Gases Dissolvidos (AGD)

Os defeitos ou as condições operacionais de transformadores como: arco elétrico, descarga parcial, sobrecarga severa e superaquecimento no sistema de isolamento, podem resultar na decomposição dos materiais isolantes e na formação de vários gases (combustíveis e não combustíveis) no interior de transformadores. A operação normal também pode resultar na formação de alguns gases, visto que, mesmo a temperaturas abaixo do ponto de fulgor, o fluido isolante emite alguns gases. Na verdade, é possível que alguns transformadores operem ao longo de sua vida útil com quantidades substanciais de gases combustíveis presentes, desde que isso ocorra sob acompanhamento adequado e investigação para avaliação do possível risco envolvido [14].

A detecção de certos gases gerados em um transformador a óleo mineral, por meio da AGD, é frequentemente, o primeiro sinal de defeito incipiente que se não tratado pode resultar em falhas graves como curto-circuito e paradas de operação do equipamento.

Com o resultado da análise dos gases dissolvidos, a identificação dos gases e suas quantidades, várias técnicas de diagnóstico como o método do gás-chave, o método de Doernenburg, o método das Razões de Rogers e o triângulo de Duval, por exemplo, podem ser usadas para identificação do defeito ao qual o equipamento está submetido, atuando de forma preditiva na detecção de falhas [14].

2.8 Detecção de falhas em transformadores de potência

A detecção ou constatação da presença de falha num transformador elétrico requer investigação e, para isso, têm-se as ferramentas previamente aqui apresentadas. São elas:

- conhecimento das partes componentes do equipamento;
- índices que indicam onde se tem maior incidência e a localização dos defeitos como nos resultados apresentados nas pesquisas do CIGRÉ;
- dados históricos de manutenção preventiva e preditiva da máquina; e
- testes e ensaios elétricos para comprovação da falha.

Dentre as ferramentas de detecção apresentadas, a análise cromatográfica do fluido isolante (Seção 2.5.2 b) tem papel de destaque com enorme contribuição para o aumento da

disponibilidade e da vida útil do transformador.

A AGD e os métodos utilizados para sua interpretação são pilares da manutenção preditiva de transformadores, bem como deste estudo que busca metodologia e ferramentas para a definição das causas básicas originárias de defeitos em transformadores.

3 MÉTODOS DE DIAGNÓSTICO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES

Dentre as ferramentas de detecção ou constatação de falha em transformadores de potência, a AGD do fluido isolante tem papel de destaque com enorme contribuição para o aumento da disponibilidade e da vida útil do transformador, sendo os métodos aplicados a ela e seus diagnósticos de detecção de falhas pilares da manutenção preditiva de transformadores, e também passo primordial para a mitigação de danos decorrentes de uma falha.

As duas principais causas de formação de gás dentro de um transformador em operação são provenientes de distúrbios térmicos e elétricos. Assim, os gases dissolvidos no óleo podem indicar uma série de falhas e gravidade do defeito por meio de concentrações e combinações dos tipos de gases encontrados no fluido isolante [14].

Muitos métodos de interpretação de AGD no óleo de transformadores foram estudados e estabelecidos [14]. Contudo, deve-se reconhecer que a análise desses gases e a interpretação de seu significado não é, no momento, uma ciência exata, mas uma arte sujeita a variabilidade [14].

A presença e a quantidade de gases dissolvidos dependem de variáveis como temperatura da falha, solubilidade e grau de saturação dos gases no óleo, o tipo de sistema de preservação de óleo, o tipo e a taxa de circulação de óleo, dos materiais em contato com a falha e variáveis associadas aos procedimentos de amostragem e mensuração [14].

Devido à variabilidade dos limites de gases aceitáveis e à importância de vários gases e suas taxas de geração, é difícil obter um consenso quanto a interpretação da AGD. O principal obstáculo no desenvolvimento da interpretação de falhas como ciência exata é a falta de correlação positiva dos gases de identificação de falhas com os defeitos encontrados nos transformadores reais [14], [15].

As perdas no condutor devido ao carregamento produzem gases a partir da decomposição térmica do óleo associado e do isolamento sólido. Os gases também são produzidos a partir da decomposição de óleo e isolamento expostos a altas temperaturas, como no caso de arco elétrico [8], [16]

Geralmente, onde os gases de decomposição são formados principalmente por bombardeamento iônico, há pouco ou nenhum calor associado a descargas de baixa energia e descarga parcial [14]. O Quadro 3.1 exibe os gases dissolvidos analisados.

Quadro 3.1 – Os gases dissolvidos analisados

Gás-chave	Sigla
Hidrogênio	H ₂
Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Acetileno	C ₂ H ₂
Etileno	C ₂ H ₄
Monóxido de carbono	CO
Dióxido de carbono	CO ₂
Nitrogênio	N ₂
Oxigênio	O ₂

Fonte: Autor

O Quadro 3.1 mostra os gases normalmente gerados e dissolvidos no óleo isolante de transformadores, cujas concentrações são analisadas laboratorialmente, servindo de base para identificação de falhas incipientes baseada nos métodos de interpretação de AGD.

As falhas térmicas e elétricas são responsáveis pela geração dos hidrocarbonetos: CH₄, C₂H₆, C₂H₂, C₂H₄; enquanto os óxidos de carbono resultam da reação da celulose com o óleo mineral em função da degradação do papel isolante. Em uma AGD no óleo de transformadores, ainda são avaliados o H₂, gerado basicamente em função de descarga elétrica; o N₂ e o O₂, que não são oriundos de falha no equipamento, mas encontrados dissolvidos no óleo por uma questão de operação ou mesmo da forma de amostragem do óleo a ser analisado.

O uso de razões de concentrações de gases dissolvidos no óleo para indicar um único tipo de falha possível é um processo empírico baseado na experiência individual de cada investigador. O processo consiste em correlacionar a AGD de muitas unidades com a natureza da falha, comprovada após avaliação do equipamento sob investigação.

As teorias de Doernenburg e Rogers realizam diagnósticos baseados nos princípios de degradação térmica, com uso de uma matriz de razões de certos gases combustíveis essenciais como os indicadores do tipo de falha. São cinco as razões consideradas:

- Relação 1 (R1) = CH₄ / H₂
- Relação 2 (R2) = C₂H₂ / C₂H₄
- Relação 3 (R3) = C₂H₂ / CH₄
- Relação 4 (R4) = C₂H₆ / C₂H₂
- Relação 5 (R5) = C₂H₄ / C₂H₆

Dentre os métodos mais comumente utilizados para interpretação de AGD estão: método de Doernenburg, método das razões de Rogers, método do gás-chave e métodos de Duval [17]. Vários são os estudos comparativos entre essas técnicas, sendo as técnicas gráficas de Duval normalmente indicadas como as mais eficientes quanto à precisão de resultados [17], [18].

3.1 Método de Doernenburg

O método das razões de Doernenburg utiliza as seguintes proporções:

- Razão 1 (R1) = CH_4 / H_2
- Razão 2 (R2) = $\text{C}_2\text{H}_2 / \text{C}_2\text{H}_4$
- Razão 3 (R3) = $\text{C}_2\text{H}_2 / \text{CH}_4$
- Razão 4 (R4) = $\text{C}_2\text{H}_6 / \text{C}_2\text{H}_2$

Esse procedimento requer que níveis significativos de gases estejam presentes para que o diagnóstico seja válido, verificando a real existência de problema com o equipamento em questão. Esses níveis de gases como requisitos são mostrados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Limites de concentrações de gás dissolvido

Gás-chave	Concentração L1 [$\mu\text{L/L}$] (ppm)
Hidrogênio (H_2)	100
Metano (CH_4)	120
Monóxido de carbono (CO)	350
Acetileno (C_2H_2)	1
Etileno (C_2H_4)	50
Etano (C_2H_6)	65

Fonte: Adaptado de IEEE Std C57.104-2008 [14].

A Tabela 3.1 mostra limites mínimos para os quais se orienta a avaliação da AGD para busca por falhas pelo método Doernenburg, valores inferiores aos mostrados não são

considerados como falha.

O método Doernenburg sugere a existência de três tipos gerais de falha, diagnosticado a partir das Razões 1, 2, 3 e 4 aplicando o procedimento ordenado nos passos:

– **Passo 1**

As concentrações de gás são obtidas extraindo os gases da amostra de fluido isolante coletada do transformador e separando-os por cromatografia.

– **Passo 2**

Se pelo menos uma das concentrações de gás – em microlitros de gás por litro de amostra de óleo, ou seja, em partes por milhão (ppm) – para H_2 , CH_4 , C_2H_2 e C_2H_4 exceder o dobro dos valores para o limite L1 (Tabela 3.1) e um dos outros dois gases exceder os valores para o limite L1, a unidade é considerada defeituosa, seguindo-se então para o passo 3.

– **Passo 3**

Determinação da validade do procedimento de razão: Se pelo menos um dos gases em cada relação R1, R2, R3 ou R4 exceder o limite L1, o procedimento de proporção é válido; caso contrário, as proporções não são significativas e a unidade deve ser reamostrada e investigada por procedimentos alternativos.

– **Passo 4**

Assumindo que a análise da razão é válida, cada razão sucessiva é comparada com os valores obtidos na Tabela 3.2 na ordem R1, R2, R3 e R4.

– **Passo 5**

Se todas as proporções sucessivas para um tipo de falha específico estiverem dentro dos valores dados na Tabela 3.2, o diagnóstico sugerido é válido.

Realizados todos os passos do processo indicado, as proporções na razão R1, R2, R3 e R4 são comparadas com valores limites, fornecendo um diagnóstico de falha sugerido como mostrado na Tabela 3.2, que apresenta os valores limites para as proporções de gases dissolvidos no óleo e para gases obtidos do relé de gás do transformador.

Tabela 3.2 – Limites para razões a partir do método Doernenburg

Doernenburg	R1		R2		R3		R4	
Diagnóstico	Óleo	Relé de Gás	Óleo	Relé de Gás	Óleo	Relé de Gás	Óleo	Relé de Gás
Falha Térmica	>1	>0,1	<0,75	<1	<0,3	<0,1	>0,4	>0,2
DP	<0,1	<0,01	Insignificante		<0,3	<0,1	>0,4	>0,2
Arco	>0,1 <1	>0,01 <0,1	>0,75	>1	>0,3	>0,1	<0,4	<0,2

Fonte: Adaptado de IEEE Std C57.104-2008 [14].

3.2 Método das razões de Rogers

O Método de Rogers segue o mesmo procedimento geral que o método de Doernenburg. Porém, utiliza as razões 1, 2 e 5:

- Razão 1 (R1) = CH_4 / H_2
- Razão 2 (R2) = $\text{C}_2\text{H}_2 / \text{C}_2\text{H}_4$
- Relação 5 (R5) = $\text{C}_2\text{H}_4 / \text{C}_2\text{H}_6$

Este método não depende de concentrações específicas de gás existentes no transformador para que o diagnóstico seja válido. No entanto, recomenda-se seu uso somente quando os limites normais, mostrados anteriormente na Tabela 3.1, dos gases individuais forem excedidos [14].

Conforme demonstrado no fluxograma (Figura 3.1), a validade deste método baseia-se na correlação dos resultados de um número muito maior de investigações de falhas com a análise de gases para cada caso [14]. Mas, assim como ocorre com o método Doernenburg, as razões de Rogers podem resultar em valores que não se encaixam nos códigos de diagnóstico. Portanto, outros métodos analíticos devem ser considerados.

A Figura 3.1 mostra o fluxograma para a organização das etapas do Método de Rogers e os diagnósticos pertinentes conforme valores das razões calculadas e quando comparadas com as faixas definidas no Quadro 3.2.

O Quadro 3.2 apresenta os valores para as três relações chave de gás que são referentes aos diagnósticos sugeridos (casos). Os tipos de falha (casos) dados no Quadro 3.2 foram escolhidos combinando alguns tipos de falhas originalmente sugeridos por Rogers [14].

3.3 Método do gás-chave

A quantidade e os tipos de gases gerados no óleo de transformadores em operação, em função da decomposição de óleo e celulose dependem da temperatura à qual são submetidos. Dessa forma, a partir da informação desses gases é possível qualitativamente indicar o tipo de falha relacionada.

Esses gases e proporções significativas são chamados de “gases-chave” e indicam quatro tipos de diagnóstico de falha [8], [19], [15], [14]:

- 1) **Térmica – óleo:** produtos da decomposição incluem etileno e metano, juntamente com pequenas quantidades de hidrogênio e etano. Traços de acetileno podem ser formados se a falha for severa ou envolver contatos elétricos. Gás-chave: **etileno**.
- 2) **Térmica – celulose:** grandes quantidades de dióxido de carbono e monóxido de carbono estão relacionadas com sobreaquecimento da celulose. Gases como metano e etileno podem ser formados se a falha envolver a estrutura do óleo impregnado. Gás-chave: **monóxido de carbono**.
- 3) **Elétrica – Descarga Parcial:** descargas elétricas de baixa energia produzem metano e hidrogênio, com pequenas quantidades de etano e etileno. Quantidades comparáveis de monóxido de carbono e dióxido de carbono podem resultar de descargas na celulose. Gás-chave: **hidrogênio**.
- 4) **Elétrica – Arco:** Grandes quantidades de hidrogênio e acetileno são produzidas, com menores quantidades de metano e etileno. Dióxido de carbono e monóxido de carbono também podem ser formados caso a falha envolva a celulose. O óleo pode ter sofrido carbonização. Gás-chave: **acetileno**.

A Figura 3.2 indica os “gases-chave” e proporções relativas para os quatro tipos gerais de falha.

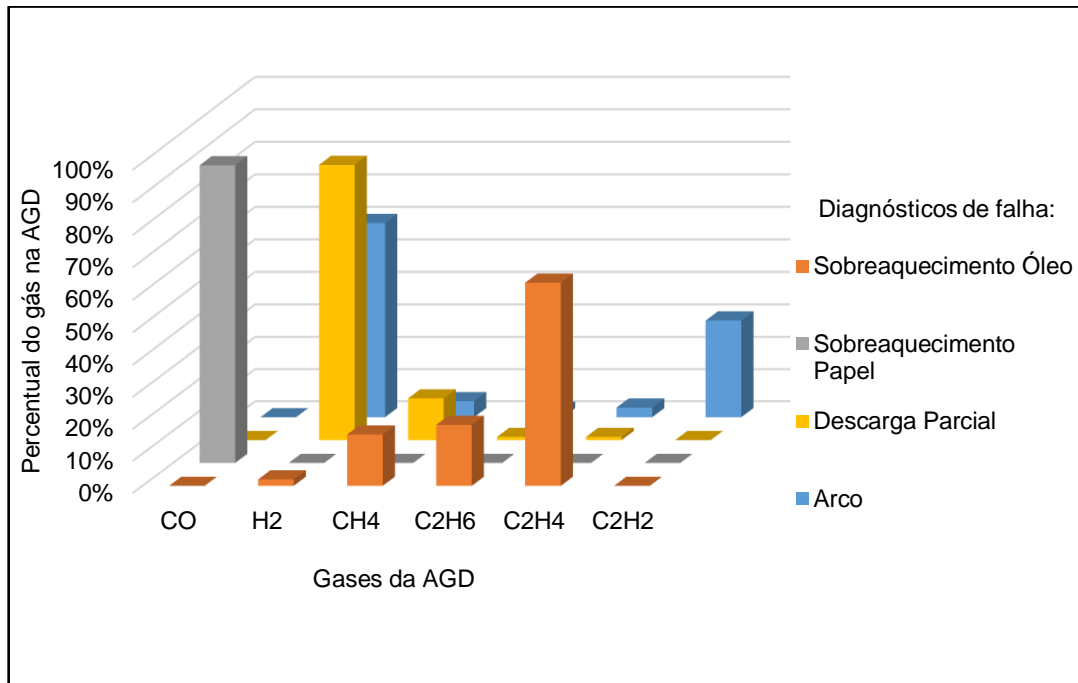


Figura 3.2 – Interpretação de AGD baseada na Análise do gás-chave
Fonte: Adaptado de IEEE Std C57.104-2008 [14]

A Figura 3.2 ilustra as concentrações individuais dos gases que caracterizam cada tipo de falha, devendo o resultado da AGD ser comparado qualitativamente às proporções indicadas nestes diagnósticos.

3.4 Métodos de Duval

Em 1974, Michel Duval utilizou três dos seis gases utilizados por Doernenburg para classificar avarias em transformadores e concluiu que hidrogênio se difunde mais rápido no metal do que os outros gases de hidrocarbonetos, distorcendo o diagnóstico [18], [20].

Michael Duval, então, começou o desenvolvimento de métodos gráficos para a interpretação de AGD em óleo de transformadores e, ao longo do tempo, propôs novas versões de seu triângulo clássico, assim como novos triângulos e gráficos para tratar especificidades da análise de AGD [20].

Duval definiu o triângulo 1 para AGD em óleo mineral, o triângulo 2 para AGD em comutadores de taps, o triângulo 3 para óleos não minerais (ésteres naturais ou sintéticos) e os

triângulos 4 e 5 para falhas com baixas temperatura, em que a dispersão gaseificação de óleos pode interferir com o diagnóstico [20].

A assertividade dos métodos de Duval, os torna um dos mais representativos nesta área [18]. Dessa forma, torna-se primordial fazer uma avaliação mais detalhada e a aplicação destas técnicas como ferramenta de manutenção preditiva.

3.4.1 Triângulos de Duval

Para interpretação gráfica de seus ábacos Duval se valeu do uso de triângulos equiláteros, compostos por três vértices que representam os três gases de interesse na interpretação de AGD através deste método.

3.4.1.1 Triângulo 1 de Duval

Triângulo 1 de Duval é um método gráfico de interpretação de AGD muito usado para transformadores preenchidos com óleo mineral, com resultados bem-sucedidos na determinação do tipo geral de falha em transformadores em operação [20]. As zonas de falha no clássico triângulo 1 de Duval são mostradas e definidas como (Figura 3.3):

- PD (*partial discharge*): descargas parciais;
- D1: descargas de baixa energia;
- D2: descargas de alta energia;
- T1: falhas térmicas (temperatura inferior a 300°C);
- T2: falhas térmicas (temperatura entre 300°C e 700°C);
- T3: falhas térmicas (temperatura superior a 700°C);
- DT: misturas de falhas elétricas e térmicas.

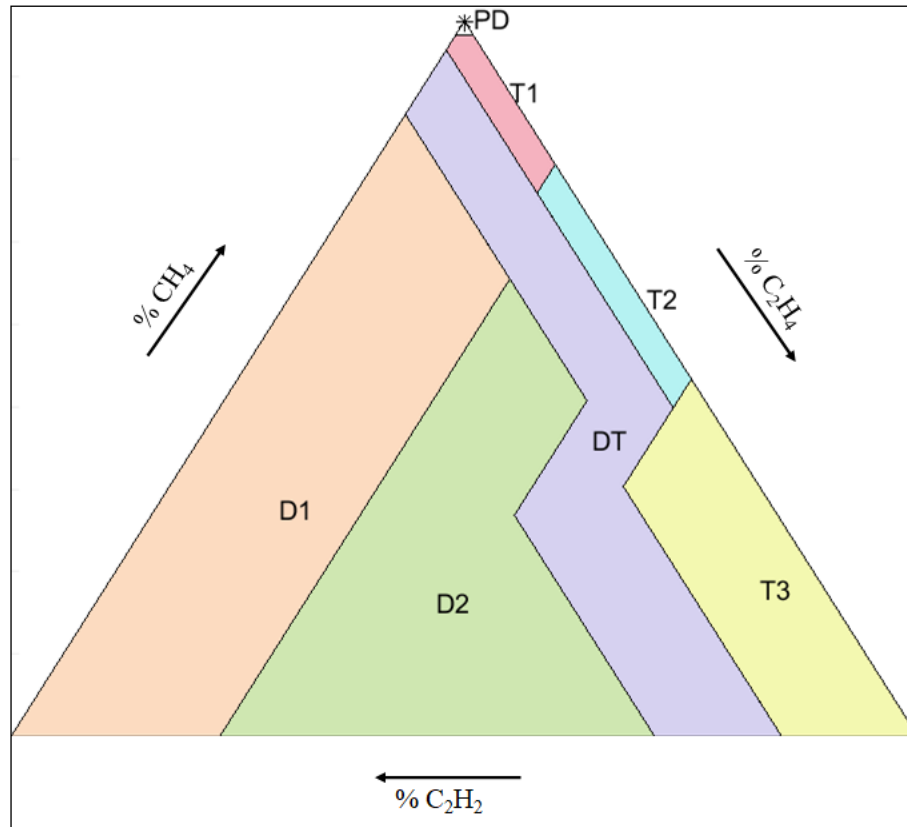


Figura 3.3 – Triângulo 1 de Duval e suas zonas de falha

Fonte: Autor

O triângulo 1 de Duval se baseia no uso de 3 gases (Figura 3.4): CH_4 (metano), C_2H_4 (etileno) e C_2H_2 (acetileno), que representam as falhas de baixa, alta e muito alta energia ou temperatura, respectivamente [21].

As três coordenadas do ponto a ser marcado no triângulo 1, como resultado da AGD, condizem com o percentual relativo da concentração em ppm de cada um dos gases sob análise. Neste caso a interpretação gráfica segue o sistema de concentrações percentuais dos gases CH_4 , C_2H_4 e C_2H_2 em ppm (partes por milhão), tratado pelas equações:

$$\% \text{C}_2\text{H}_2 = 100 \times \frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2} \quad (3.1)$$

$$\% \text{CH}_4 = 100 \times \frac{\text{CH}_4}{\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2} \quad (3.2)$$

$$\% \text{C}_2\text{H}_4 = 100 \times \frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2} \quad (3.3)$$

As concentrações percentuais de CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 referem-se aos eixos coordenados do triângulo, para a marcação do ponto de interesse na análise. A Figura 3.4 mostra um exemplo de marcação a partir de concentrações em ppm dos três gases em questão:

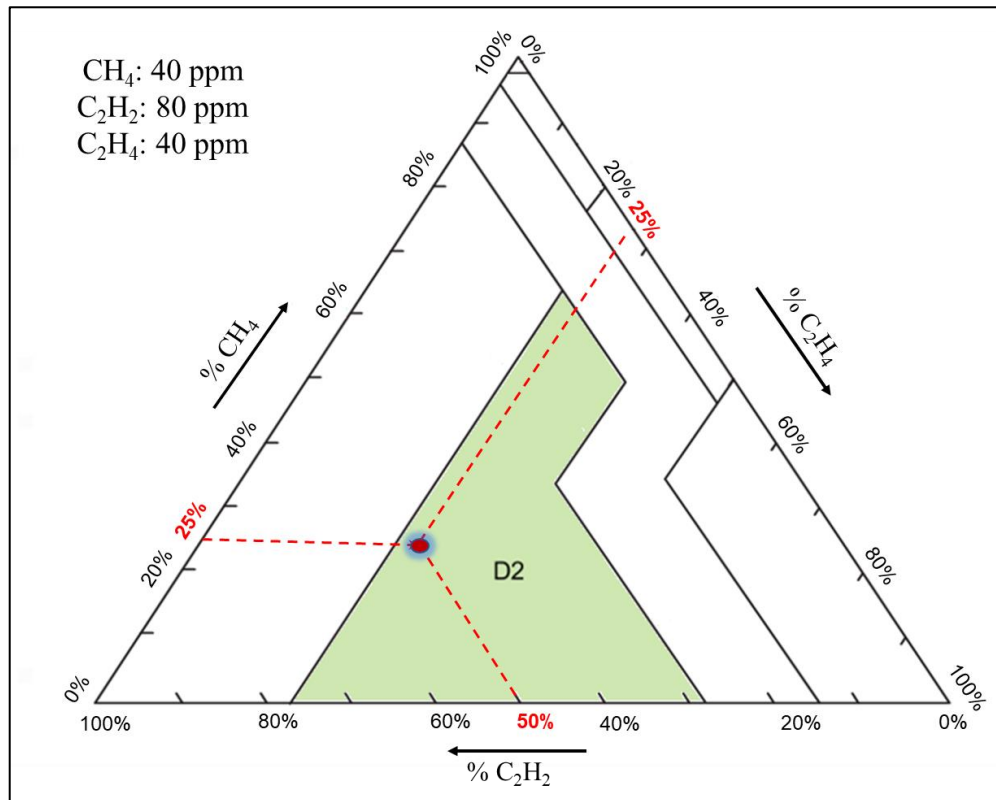


Figura 3.4 – Diagnóstico através do Triângulo 1 de Duval
Fonte: Autor

Na Figura 3.4, se exemplifica a marcação de ponto de diagnóstico, com concentração de 25% de CH_4 , 50% de C_2H_2 e 25% de C_2H_4 , utilizando os eixos do triângulo conforme orientação desta técnica de Duval.

Quando os resultados da AGD no triângulo 1 estão próximos da fronteira entre as zonas PD e T1, pode ser difícil distinguir entre esses dois tipos de falha. Além disso, alguns tipos de óleos no mercado podem conter gases dispersos, isto é, podem formar inesperadamente gases a temperaturas relativamente baixas, como 80°C a 200°C . Esses gases dispersos podem aparecer nas zonas PD, T1 ou T2, interferindo na correta identificação dessas falhas nos transformadores [22].

3.4.1.2 Triângulo 4 de Duval

O triângulo 4 é usado para identificação de falhas que envolvam baixa temperatura, em transformadores preenchidos com óleo mineral. A utilização do triângulo 4 visa remover dúvidas oriundas do triângulo 1 de Duval, em virtude do aparecimento de gases dispersos ou resultados próximos as fronteiras entre as zonas PD e T1 [20][23].

Essa representação de Duval utiliza a relação dos três gases de baixa energia: H_2 , CH_4 e C_2H_6 e possui zonas de falha definidas (Figura 3.5):

- PD: descargas parciais;
- S: gases dispersos no óleo mineral. Fenômeno que ocorre quando alguns tipos de óleos isolantes são aquecidos a temperaturas relativamente baixas (100 a 120°C), produzindo hidrogênio ou hidrocarbonetos. Se o óleo for degaseificado após atingir uma estabilidade na concentração de gases, a gaseificação perdida não será mais observada [24];
- C: carbonização de papel (temperatura superior a 300°C);
- O: sobreaquecimento (temperatura inferior 250°C).

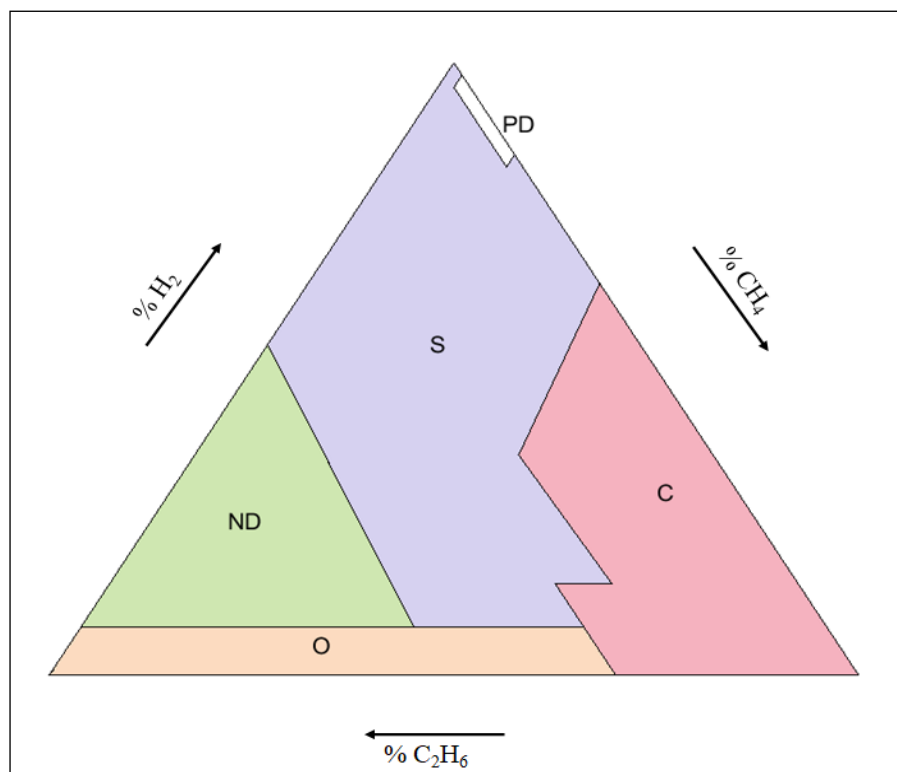


Figura 3.5 – Triângulo 4 de Duval e suas zonas de falha
Fonte: Adaptado de Duval [23]

O triângulo 4 de Duval deve ser aplicado somente para as faltas identificadas pelo

triângulo 1 como PD, T1 ou T2, complementando a informação oriunda do triângulo clássico. Quando o triângulo 1 apontar falhas nas zonas D1, D2 ou T3, o triângulo 4 não deverá ser utilizado para interpretação AGD [20] [23].

3.4.1.3 Triângulo 5 de Duval

O triângulo 5 é utilizado em transformadores preenchidos com óleo mineral para confirmação de diagnóstico do triângulo 4, caso ainda haja alguma dúvida, seja pela localização entre zonas ou por dificuldade de comprovação por inspeção.

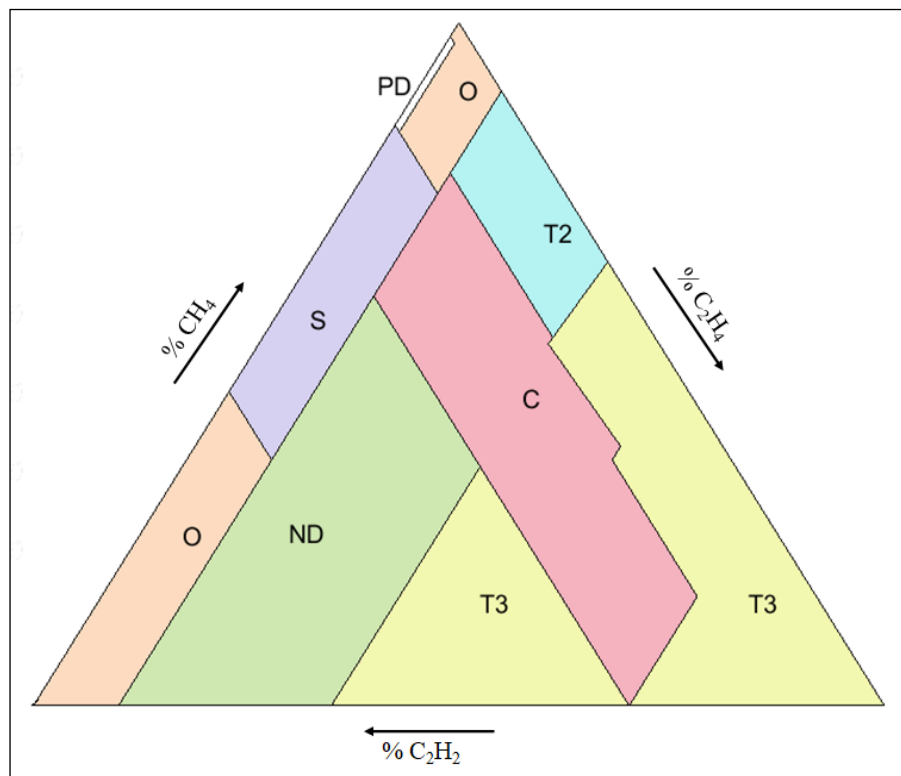


Figura 3.6 – Triângulo 5 de Duval e suas zonas de falha
Fonte: Adaptado de Duval [23]

A Figura 3.6 mostra o triângulo 5 de Duval com suas zonas de diagnóstico atualizadas com a inclusão da zona T2 [23].

Nessa representação Duval utiliza os três gases chamados “gases de temperatura”: C_2H_4 (Etileno), CH_4 (Metano) e C_2H_6 (Etano). Como o triângulo 4, ele deve ser aplicado somente às falhas identificadas pelo triângulo 1 de Duval, com possíveis faltas PD, T1 ou T2 e não para aquelas nas zonas D1, D2 ou T3. É apenas um complemento de informação para o

Triângulo Duval 1 e o Triângulo Duval 4 [20]. As zonas de falhas definidas no triângulo 5 de Duval são:

- PD: descargas parciais;
- S: gases dispersos no óleo mineral;
- C: carbonização de papel (temperatura superior a 300°C);
- O: sobreaquecimento (temperatura inferior 250 °C);
- T3: falhas térmicas (temperatura superior a 700°C);
- T2: falhas térmicas (temperatura entre 300°C e 700°C).

Em 2012, Duval atualizou o triângulo 5, redesenhando as zonas do triângulo com acréscimo da zona T2 [23], conforme apresentado na Figura 3.6.

3.4.2 Pentágonos de Duval

Em 2014 Duval propôs uma ferramenta complementar para interpretação de AGD para transformadores isolados com óleo mineral, por meio de uma nova representação gráfica, os pentágonos 1 e 2 de Duval [25].

Os pentágonos, ainda que possam ser utilizados sozinhos, não foram propostos em substituição aos triângulos 1, 4 e 5, mas como ferramenta complementar de diagnóstico no caso de mistura de falhas em um mesmo evento [25].

Os pentágonos 1 e 2 de Duval permitem o uso de cinco gases de diagnóstico – H₂ (Hidrogênio), CH₄ (Metano), C₂H₆ (Etano), C₂H₄ (Etileno), C₂H₂ (Acetileno) – em uma mesma representação gráfica, baseando-se no percentual relativo da concentração em ppm de cada um por meio de AGD [25]. Por exemplo, o percentual relativo de hidrogênio (% H₂) é dado pela Equação (3.4), utilizando as respectivas concentrações em ppm dos gases: H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄ e C₂H₂.

$$\% H_2 = 100 \times \frac{H_2}{H_2 + CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4 + C_2H_2} \quad (3.4)$$

Cada vértice do pentágono representa um gás e seu percentual relativo é plotado no

eixo entre esse vértice, que representa seu percentual relativo de 100%, e o centro do pentágono, 0% de percentual relativo do gás. O centroide do polígono formado pelos cinco pontos marcados por meio do percentual relativo dos gases é matematicamente calculado e representa o resultado da interpretação de AGD pelos pentágonos [20].

Ainda que o percentual relativo de um determinado gás seja de 100% e dos demais gases de 0%, matematicamente, o centroide nunca será maior que 40% no eixo do gás que estiver presente. Dessa maneira, na prática, para posicionar o centroide da AGD no pentágono, a contribuição máxima de cada gás em seu eixo pode ser limitada em 40%.

Os resultados apresentados pelos Pentágonos 1 e 2 geralmente convergem, quando há discrepâncias, assim como em outros métodos, normalmente se deve a resultados falhos de AGD, relatórios de inspeção imprecisos ou misturas de falhas não identificadas [20].

Quando os Pentágonos 1-2 e os Triângulos 1-4-5 indicam diferentes tipos de falhas para o mesmo conjunto de resultados AGD, esse fato pode indicar mistura de falhas no transformador. Isso ocorre porque cada representação na forma de Triângulo ou Pentágono dá mais peso ao conjunto de gases diferentes, conseqüentemente peso diferente a uma das falhas na mistura. A comparação entre eles pode ajudar a identificar as diferentes falhas envolvidas na análise [25].

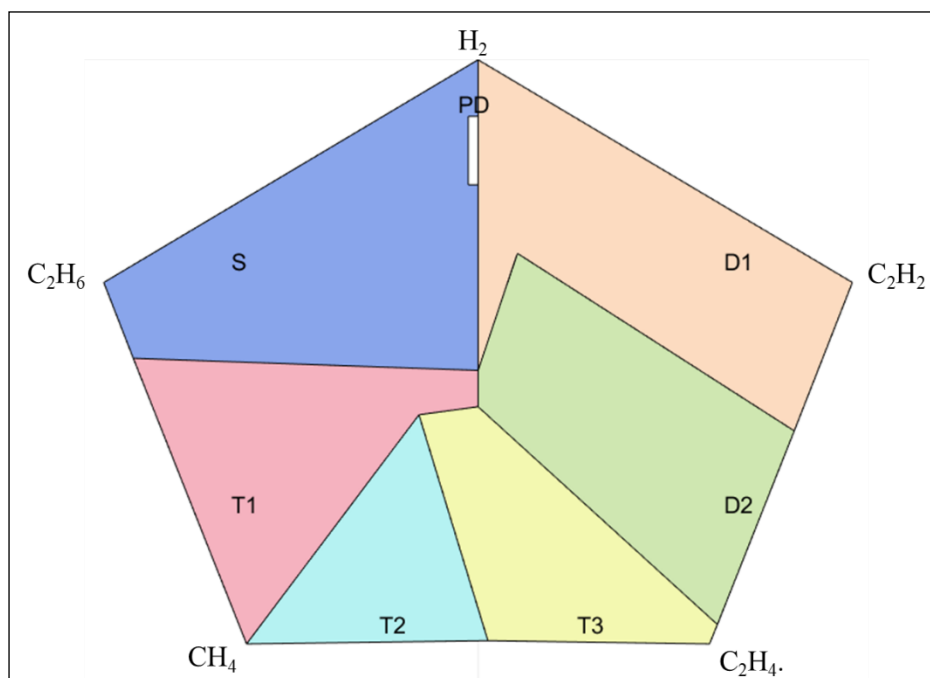


Figura 3.7 – Pentágono 1 de Duval e suas zonas de falhas
Fonte: Adaptado de Duval [25]

A Figura 3.7, apresenta o Pentágono 1 com suas zonas de falhas correspondentes a seis falhas elétricas e térmicas (PD, DP corona; D1, descargas de baixa energia; D2, descargas de alta energia; T3, falhas térmicas acima de 700°C; T2, falhas térmicas de 300°C a 700°C; T1, falhas térmicas abaixo de 300°C), com acréscimo de uma zona S para gases dispersos no óleo, conforme estudos em laboratório baseados em 20 testes a 120°C e 200°C [22].

Já as zonas de falha do Pentágono 2, apresentadas na Figura 3.8, se compõem de três falhas elétricas básicas, PD, D1 e D2 e outras quatro zonas de falha térmicas, T3-H (falhas térmicas T3-H somente no óleo), C (falhas térmicas T3-C, T2-C e T1-C com carbonização de papel), O (sobreaquecimento T1-O de temperatura inferior a 250°C) e S (gases dispersos no óleo mineral) [25].

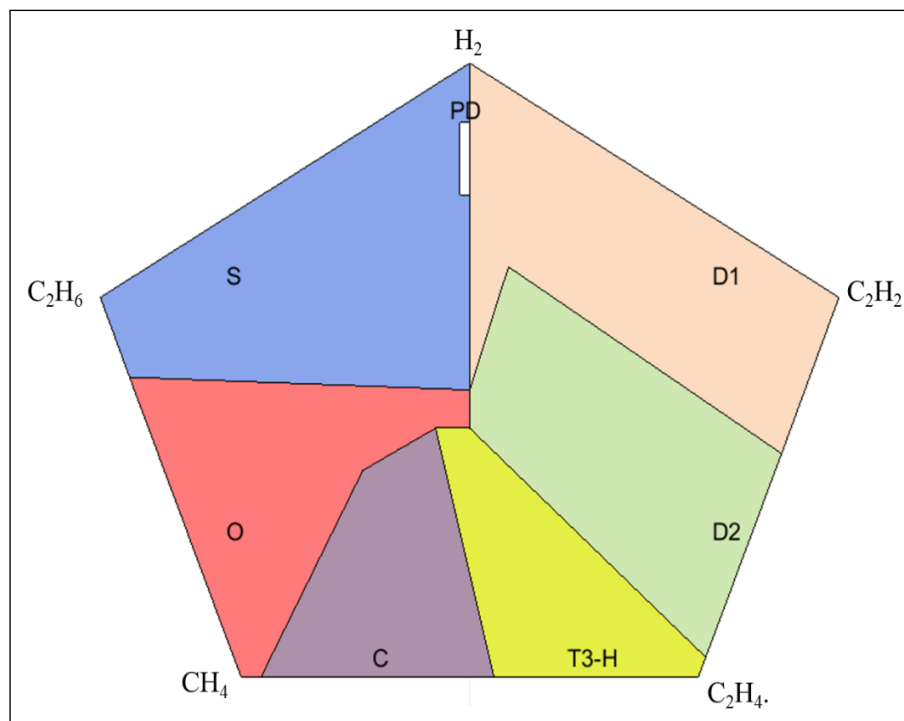


Figura 3.8 – Pentágono 2 de Duval e suas zonas de falhas
Fonte: Adaptado de Duval [25]

A Figura 3.8 apresenta o Pentágono 2 de Duval, bem como todas as divisões de suas zonas de falhas e gases considerados nesta análise.

3.5 Análise de causa raiz (*Root Cause Analysis*)

A análise da causa raiz da falha – *Root Cause Analysis* (RCA) ou *Root Cause Failure*

Analysis (RCFA) – é definida como uma sequência lógica e metódica de etapas que leva o investigador ao processo de isolamento dos fatos em torno de um evento ou falha [26].

Uma vez que o problema tenha sido totalmente identificado, a análise determina sistematicamente o melhor plano de ação a ser seguido para se solucionar o defeito e garantir que não haja reincidência.

Segundo Bjørn Andersen e Tom Fagerhaug [27], não existe uma definição única e completamente aceita do que seja análise de causa raiz. Dessa forma, apontam como possível definição para o conceito de RCA: A análise de causa raiz é uma investigação estruturada que visa identificar a verdadeira causa de um problema e as ações necessárias para eliminá-lo. Embora isso pareça bastante direto, a RCA não é conduzida usando uma única ferramenta ou estratégia, mas várias ferramentas, frequentemente usadas em combinação.

Existem diversas ferramentas para orientar a investigação rumo à causa raiz do problema. A RCA se caracteriza pela organização dessas ferramentas e etapas para obtenção de sucesso nessa busca, podendo ser particularizada para um processo ou equipamento específico.

Dentre as diversas ferramentas de confiabilidade aplicadas a RCA, destaca-se neste trabalho as ferramentas listadas no Quadro 3.3.

Quadro 3.3 – Etapas de avaliação por RCA

FERRAMENTA	OBJETIVO	PONTOS FORTES	PONTOS FRACOS
5Whys (Cinco porquês)	Identificar encadeamento de causa-efeito	- Fácil uso - Definição da causa raiz	Requer criatividade e conhecimento profundo do problema
Árvore de falha	Exibir graficamente ramificações das relações de causa e efeito	- Pode usar resultados já produzidos pelos 5 porquês - Cria informações sobre como as causas interagem	No caso de muitos níveis, pode ser difícil construir e ler o diagrama
Fluxograma	Entender o fluxo de atividades em um processo	- Fácil de usar - Visual gráfico	Difícil decidir sobre o nível de detalhe
Brainstorming	Gerar tantas ideias quanto possível	- Fácil de usar - Envolve muitas pessoas	Uma / poucas pessoas podem dominar
Diagrama de causa e efeito	Agrupar causas e identificar causa raiz	- Fácil de usar - Estrutura e criatividade	Poucas pessoas podem dominar o exercício

Fonte: Adaptado de [27]

O Quadro 3.3 apresenta os objetivos, os pontos fortes e fracos das ferramentas de confiabilidade aplicadas a RCA que podem contribuir com bons resultados em investigações

relativas a transformadores industriais de potência, que são o foco da metodologia aqui estruturada.

O processo de RCA pode ser definido de diversas formas conforme autor e particularidades do estudo, assim como as etapas que o compõe. Para Rooney e Vanden Heuvel [28] o processo envolve quatro etapas:

1) **Coleta de dados:** sem informações completas e uma compreensão do evento, os fatores causais e as causas raízes associadas a falha não podem ser identificadas. A maior parte do tempo dispensado na análise de um evento é aplicado para coleta de dados.

2) **Gráficos de fatores causais:** fornecem uma estrutura para que os investigadores organizem e analisem as informações coletadas durante a investigação e identifiquem as lacunas e deficiências no conhecimento, à medida que a investigação avança. O gráfico de fatores causais é um diagrama de sequência com testes lógicos que descreve os eventos que levam a uma ocorrência, além das condições que envolvem esses eventos.

3) **Identificação da causa raiz:** depois de todos os fatores causais terem sido identificados, os investigadores iniciam a identificação da causa raiz por meio do uso de um diagrama de decisões, chamado Mapa da Causa Raiz (RCM - Root Cause Map) [28].

4) **Geração e implementação de recomendações:** após a identificação das causas-raiz de um evento específico, são então geradas as recomendações cabíveis que devem ser executadas visando a não recorrência do evento.

No processo prático definido por Ransom, a RCA é ordenada em três fases, possuindo cada uma dessas três fases, etapas sequenciais importantes [29]:

1) **Coleta de dados:** fase inicial subdividida em formação de equipe, definição do problema e coleta de dados.

2) **Análise de dados:** representada pelas etapas de determinação das causas imediatas, determinação das causas que contribuíram para a falha e determinação das causas raízes do problema definido.

3) **Solução do problema:** consiste na fase em que se determina a ação corretiva e preventiva a ser executada, seguida por testes e da implementação da solução, sendo naturalmente a etapa final da RCA.

O Quadro 3.4, explicita as fases de uma análise RCA e compara as particularidades que podem ser adotadas pelo usuário como nos casos de Rouney e Heuvel [28] e Ransom [30].

Quadro 3.4 – Etapas de avaliação por RCA

ETAPAS RCA	PARTICULARIDADES	
	ROUNEY E HEUVEL [28]	RANSOM [30]
Coleta	Coleta de dados	Formação do time
		Definição do problema
		Coleta de dados
Análise	Quadro de fator causal	Determinar as causas: imediatas, raiz e contribuição
	Mapa da causa raiz	
Solução	Geração de recomendação e implementação	Determinar ações corretivas e preventivas
		Testar e implementar

Fonte: Autor

O Quadro 3.4 classifica e compara as etapas de RCA propostas por diferentes autores [28][30].

4 METODOLOGIA PROPOSTA (MAIFT)

Visando maiores ganhos para manutenção e confiabilidade de sistemas elétricos e de processos industriais, propôs-se nesta dissertação a Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falha em Transformadores (MAIFT). A MAIFT é resultado da estruturação de um processo particular de RCA para transformadores de potência aliado às técnicas de manutenção preditiva e preventiva de transformadores.

4.1 RCA para MAIFT, uma proposta para transformadores de potência

O processo de RCA para MAIFT aqui proposto, assim como usualmente empregado, compõe-se de 3 fases: coleta de dados, análise de falha e solução do problema.

1) **Coleta de dados:** fase inicial dividida nas etapas de definição do problema, coleta de dados e formação da equipe. Nessa fase a qualidade dos dados estudados é peça chave para sequência e sucesso da investigação. A definição do problema é baseada nos resultados de análises preditivas, testes preventivos ou mesmo na ocorrência efetiva de defeito. Nesta etapa é importante a busca e avaliação do maior número de dados possível quanto a vida útil e operação do equipamento: registros de sistemas supervisório, relatórios de manutenção e comissionamento, relatórios de operação, registros de sistema de proteção e demais informações que possam contribuir para a análise.

Em seguida, a coleta de dados organiza informações provenientes, por exemplo, de relatórios de intervenções de manutenção e comissionamento, testes de fábrica, histórico de análises preditivas, documentos de projeto.

Por fim, na etapa de formação da equipe se define, com base em recursos disponíveis e criticidade do equipamento, o nível de especialidade e conhecimento técnico necessário para identificação da origem do problema, e se finaliza a fase de coleta de dados por meio de perícia técnica e testes realizados no equipamento avariado.

Caso não se consiga identificar a causa ao final de um ciclo completo do processo, deve-se retornar a essa etapa e aumentar o esforço técnico especializado e empenhado na

investigação.

2) **Análise de falha:** Etapa em que se utiliza o conhecimento técnico especializado disponível e ferramentas estruturantes de gestão de manutenção para determinação dos eventos causadores do problema, desde a causa imediata até a causa raiz. Neste trabalho, definem-se:

- Causa imediata: causa imediatamente ligada ao problema, cuja determinação geralmente é trivial. Sua eliminação não garante a não recorrência do problema.
- Causa raiz: causa básica ou fundamental do problema, geralmente caracterizada por um fato e que, uma vez eliminada ou isolada, evita a repetição do evento. Nesta etapa de análise os especialistas devem listar as hipóteses de causa da falha, e em seguida dar continuidade ao processo (solução, documentação e assim por diante), até reparo do equipamento e retorno ao seu monitoramento em operação.

3) **Solução do problema:** fase que se inicia com a etapa de testes e validação, da causa raiz apontada pela análise. Caso os testes aplicados corroborem para a hipótese em questão ou, diante da inviabilidade de testes, os especialistas validem a causa raiz com base nos dados e testes disponíveis, passa-se para etapa de documentação da investigação, em seguida à criação e aprovação de plano de ação corretiva e preventiva para se corrigir e evitar reincidência, finalizando com a etapa de execução da ação de correção definida.

Caso os testes de validação reprovarem a hipótese em questão, deve-se verificar as outras hipóteses até a validação de uma hipótese como causa raiz. Caso não haja mais hipóteses a serem validadas, deve-se retornar à fase de coleta de dados e reforçar a especialidade técnica, aprimorando a qualidade do processo de análise e repetindo parte do ciclo.

A Figura 4.1 resume as etapas e as atividades da RCA particular aqui delineada, sintetizando as ações inerentes a cada uma de suas fases, compondo o processo de RCA para MAIFT para aplicação na indústria.

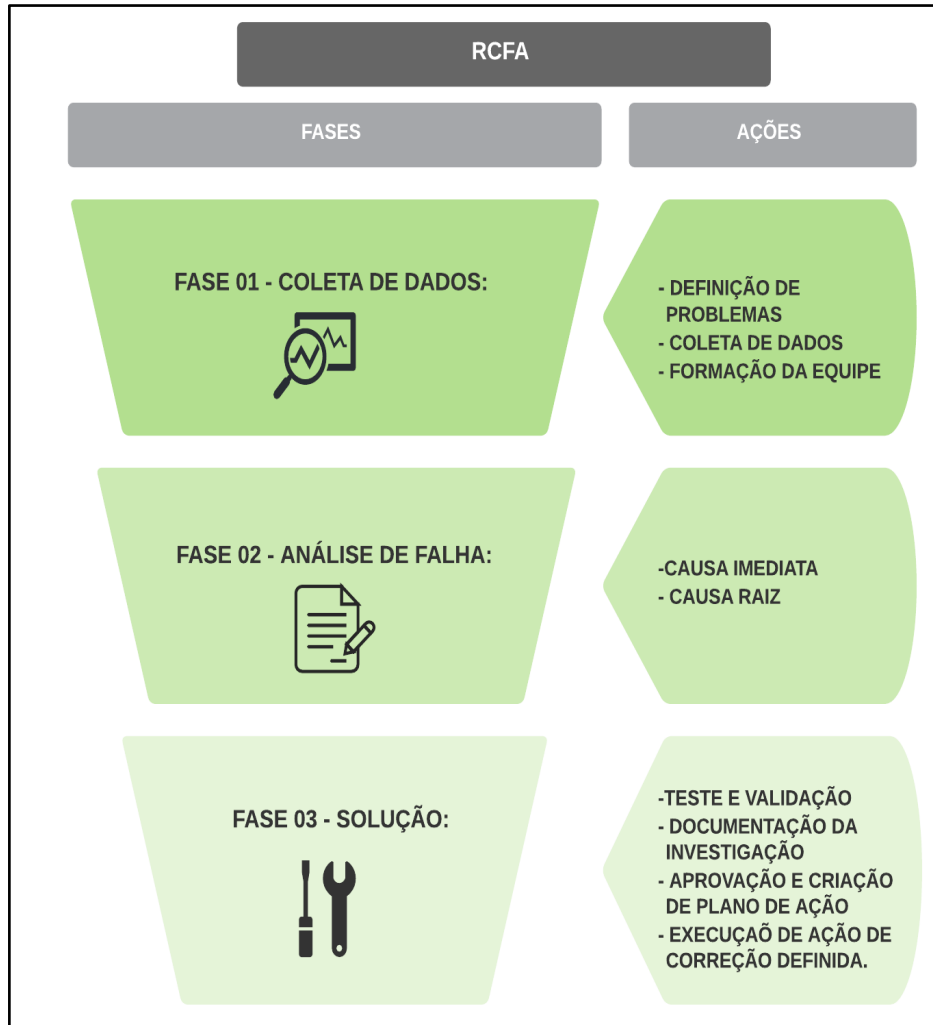


Figura 4.1 – Método RCA para MAIFT proposto
 Fonte: Autor

4.2 Ciclo de Manutenção de Transformadores de Potência

O processo de acompanhamento e monitoramento do transformador de potência deve ser iniciado e documentado desde a especificação, passando pelos ensaios em fábrica e comissionamento em campo. Quando em operação, é básica execução de rotina de manutenção periódica e preventiva por meio de inspeções e ensaios elétricos.

Além disso, destaca-se o fato de que o uso das técnicas preditivas, principalmente métodos eficientes de interpretação de AGD no óleo, será muito importante para a detecção da falha e o início mais breve de sua correção, evitando paradas operacionais imprevistas e custos mais elevados de reparo do equipamento.

Quando detectado algum indício de falha por meio da interpretação de AGD, este

evento já levará ao início da etapa de busca pela sua causa raiz. Se pela análise dos especialistas o equipamento ainda puder ser mantido em operação, também se deve iniciar um acompanhamento mais criterioso do equipamento por AGD, com maior frequência, até a retirada do equipamento de operação.

Desta forma, todas estas etapas podem ser agrupadas no que aqui se define como ciclo de manutenção, resumido nas etapas identificadas na Figura 4.2.

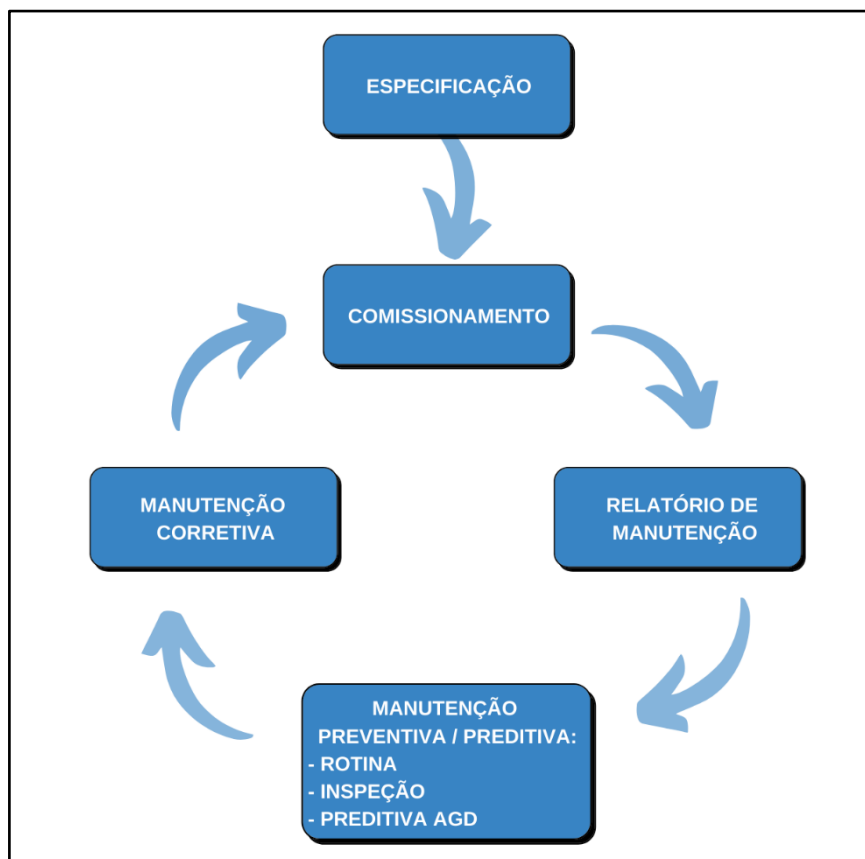


Figura 4.2 – Ciclo de manutenção
Fonte: Autor

4.3 Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falha em Transformadores

A junção do processo do ciclo de manutenção e da RCA propostos para transformadores num processo único, estruturado, cíclico e contínuo, compõe a proposta de MAIFT conforme exhibe o fluxograma de processos apresentado na Figura 4.3.

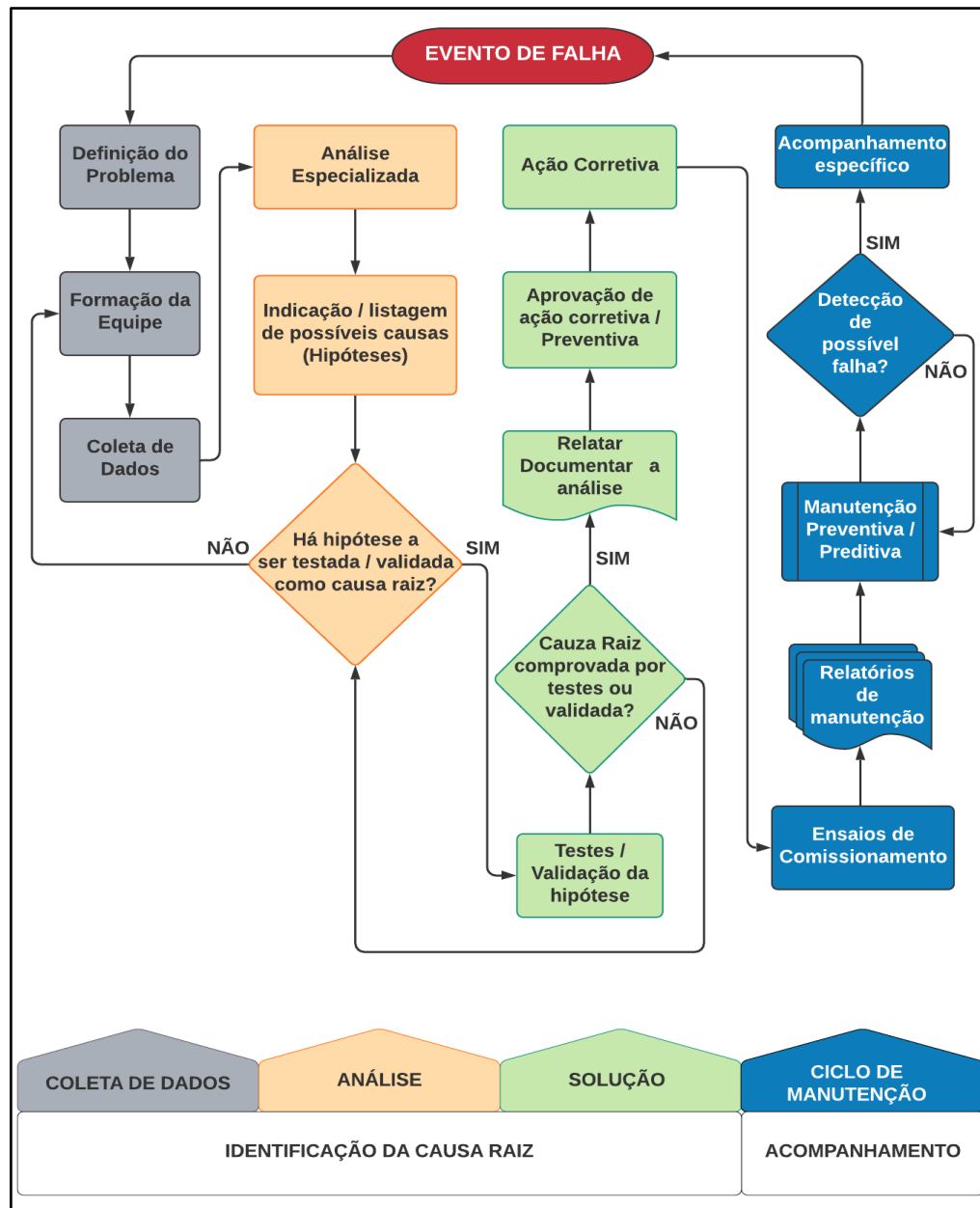


Figura 4.3 – Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falha em Transformadores (MAIFT)

Fonte: Autor

A MAIFT, conforme mostrado na Figura 4.3, se divide em dois fluxos que se completam para comporem a MAIFT: o fluxo do ciclo de manutenção e o fluxo de RCA propostos, compondo assim o acompanhamento da máquina e a identificação da causa raiz de eventuais falhas.

O ciclo de manutenção, apresentado anteriormente, está resumido e incorporado a metodologia. Na fase de acompanhamento da vida e operação do transformador, este ciclo deve

se fazer presente logo após a fabricação do equipamento com os ensaios de fábrica, e deve acompanhar a vida do transformador de forma contínua abrangendo:

1. Ensaios de fábrica
2. Relatórios de manutenção
3. Manutenção preventiva e preditiva, por intermédio de ações de rotina e acompanhamento por AGD

Este ciclo só será rompido quando houver indicativo de falha. Nesta situação deverá ocorrer tratativa específica, definida por especialista devidamente qualificado, para acompanhamento da evolução da falha, por meio de interpretação da AGD. Confirmada a existência de falha, a metodologia direciona as ações para o processo seguinte que compreende a identificação da falha por método de RCA proposto neste estudo.

Método RCA deve se valer das ferramentas de RCA mencionadas e principalmente da experiência e conhecimento da equipe de investigadores, seguindo as etapas estruturadas: coleta de dados, análise e solução.

Identificada a existência da falha, a etapa de identificação se inicia pela coleta de dados compreendida pelas fases sequenciais definidas no item 4.2.1 desta dissertação:

1. Definição do problema
2. Formação da equipe
3. Coleta de dados

Finalizada a etapa de coleta de dados, o problema estará com sua definição realizada, a equipe de investigação formada e os dados para início da análise técnica disponíveis. Dessa forma, se dá início a etapa de Análise que compreende as fases:

1. Análise especializada: abrangendo o uso de técnicas e conhecimento da equipe definida na etapa anterior, buscando definir hipóteses para a causa raiz falha.
2. Indicação de possíveis causas: avaliação das hipóteses levantadas, com priorização das hipóteses baseada nas técnicas utilizadas e experiência dos investigadores.
3. Hipótese: fase final da etapa de análise, em que se indica a hipótese de causa raiz que será testada e solucionada na etapa seguinte. Caso não tenha se definido esta hipótese é

necessário retorno à Coleta de Dados, reforçando a equipe e buscando novos dados para embasar a análise especializada até que se defina a causa raiz hipotética da falha.

Definida a hipótese de causa raiz da falha se inicia a etapa de Solução, com as fases sequenciais:

1. Testes: compreende a fase da solução responsável por testar e validar a hipótese de causa raiz.
2. Definição da causa raiz: fase em que se define a causa raiz, após a validação por meio de testes ou de consenso quando se esgotam os recursos e hipóteses, seja por falta de dados ou por inviabilidade de comprovação técnica. Caso não seja validada uma causa raiz da falha, a metodologia indica retorno à etapa de Análise para reforço técnico e busca de hipótese mais assertiva.
3. Documentação da análise: uma vez definida a causa raiz, essa fase é um marco para a correta documentação de toda a análise realizada até o momento, servindo como experiência e possível dado de outras investigações de falhas futuras em outros equipamentos.
4. Ação corretiva: após documentada a análise, se segue para a indicação da ação corretiva adequada, devendo ocorrer uma aprovação prévia antes da correção efetiva. Após a correção do equipamento, tem fim a etapa de Identificação da Causa Raiz da falha, retornando a metodologia para a etapa de Acompanhamento pelo ciclo de manutenção.

4.4 Desenvolvimento de programa computacional para interpretação de AGD em transformadores

Visando fortalecer a metodologia aqui proposta, foi desenvolvido programa computacional de interpretação de AGD para que essa atividade, de grande importância para o processo, seja facilitada, simplificando e trazendo maior agilidade a análise. O programa computacional para MAIFT, denominado SMAIFT é parte importante do processo, se colocando como principal ferramenta para a etapa de acompanhamento e indicação de falhas de transformadores de potência industriais.

Diante das técnicas de interpretação da AGD aqui apresentadas e da avaliação prática quanto a assertividade desses métodos, desenvolveu-se uma ferramenta computacional que

concentra essas principais técnicas, auxiliando os especialistas na interpretação dos resultados de AGD.

O desenvolvimento do SMAIFT se baseia nos ábacos que compreendem os triângulos 1, 4 e 5, assim como os pentágonos 1 e 2 de Duval, considerando as exatas coordenadas e regiões de fronteiras das zonas de falhas estabelecidas para cada ábaco.

Além da análise gráfica de Duval para transformadores imersos em óleo mineral isolante, objetivando maior alcance e assertividade nas análises, foram incorporados ao SMAIFT as técnicas de Rogers, Doernenburg e a avaliação pelo método do gás-chave (Seção 3.3).

A Figura 4.4 mostra a interface gráfica do SMAIFT, com dados reais de AGD realizada em transformador de potência, além dos resultados de cada técnica disponível e em destaque a avaliação pelo Pentágono 1 de Duval.

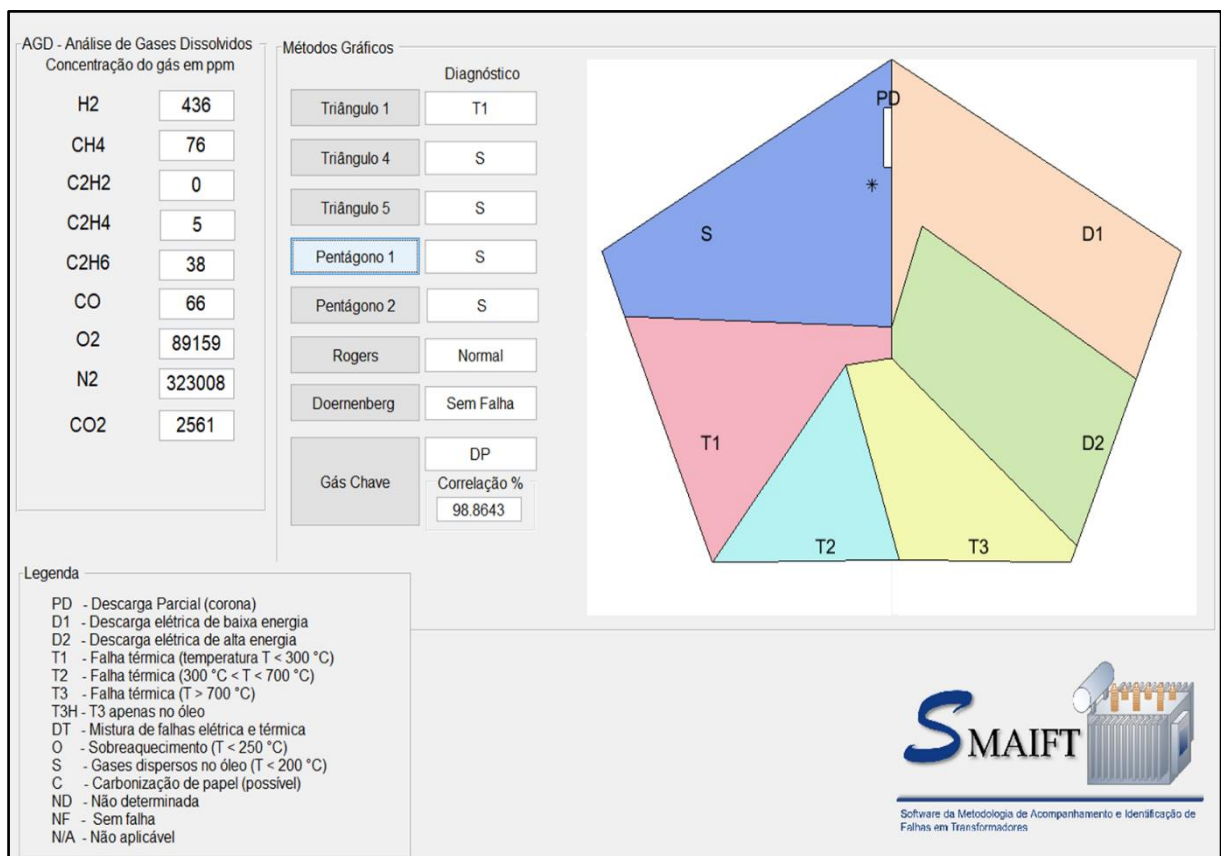


Figura 4.4 – Diagnósticos de AGD por meio do uso SMAIFT

Fonte: Autor

O SMAIFT foi desenvolvido em Matlab, utilizando interface gráfica para resultados

individuais de cada método citado. O usuário deve inserir como entrada do sistema os resultados em ppm de concentração de gases dissolvidos no óleo analisado. Através da interface gráfica, o usuário define a técnica de interpretação de AGD a ser utilizada pelo SMAIFT, que rapidamente apresentará o resultado da avaliação através de interface própria, com auxílio de gráficos.

Na Figura 4.4 é possível notar, no campo diagnóstico da interface, as diferenças de diagnósticos entre os métodos abordados pelo SMAIFT. Neste caso, pelo Pentágono 1 (apresentado graficamente), observa-se um diagnóstico incipiente que tende a representar gases dispersos no óleo (região S).

No caso dos métodos de Rogers e Doernenburg, o resultado será mostrado apenas na caixa de diálogo, dada a ausência de ábacos para estes métodos.

Com relação ao critério do gás-chave (Seção 3.3), para tornar a análise menos subjetiva e mais rápida o SMAIFT se vale do conceito matemático de correlação linear para definição numérica do diagnóstico de falha com características mais próximas às concentrações de gases dissolvidos avaliados. Assim, na caixa correlação aparecerá o percentual de similaridade entre a análise e o diagnóstico mais próximo, neste caso 98,86%, semelhança essa que pode ser verificada graficamente na interface gerada pelo SMAIFT conforme exposto na Figura 4.4.

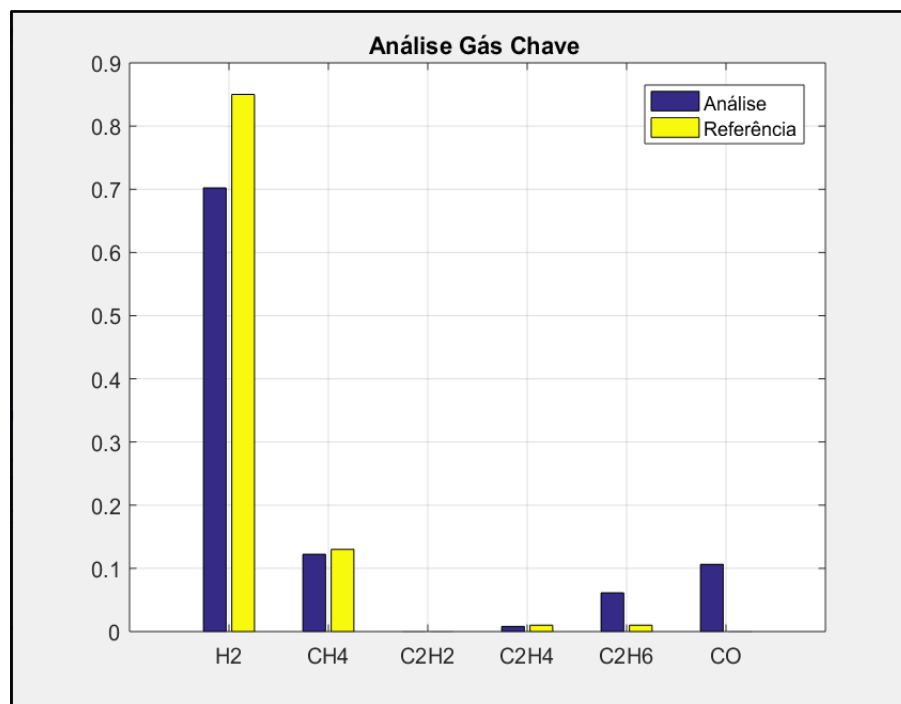


Figura 4.5 – Interface gráfica do SMAIFT para diagnóstico de gás-chave
Fonte: Autor

A Figura 4.5 mostra o comparativo entre a proporção de gases da AGD sob investigação e a referência de falha pelo método do gás-chave, que determina o diagnóstico por este método.

O SMAIFT foi desenvolvido com foco em concentrar em um ponto único as ferramentas recomendadas na MAIFT para avaliação do especialista de interpretação de AGD, de forma ágil e com interface amigável.

Esta ferramenta, em conjunto com a RCA para MAIFT, são peças fundamentais na metodologia de acompanhamento e identificação de falhas em transformadores de potência estruturada e proposta neste trabalho.

É importante frisar que o SMAIFT é uma ferramenta para uso do especialista, visando dar mais rapidez para a análise. Contudo, o uso correto e oportuno de cada uma das técnicas deve seguir a experiência e o conhecimento sobre a aplicação de cada uma delas.

Diante dos estudos e da aplicação das técnicas se recomenda a realização das análises de gases dissolvidos no óleo mineral de transformadores principalmente pelos métodos de Duval: triângulos 1 e 4 e pentágonos 1 e 2. Essa recomendação não exclui a incorporação de outros métodos como realizado no SMAIFT, e apresentado em congresso internacional [31] em 2018, para utilização destas técnicas de forma centralizada e automatizada na indústria.

À época do desenvolvimento deste programa computacional e desenvolvimento desta dissertação, a recomendação IEEE Std C57.104 [14] não abrangia os pentágonos de Duval.

A adequação e a atualização da recomendação [16] vieram ratificar e reforçar a correta abordagem tratada neste estudo. Sendo o SMAIFT, que concentra as técnicas aqui recomendadas, ferramenta em consonância com a mais recente atualização da recomendação IEEE Std C57.104 no que tange a tratativa de interpretação de análises de gases dissolvidos em óleo mineral isolante de transformadores de potência.

5 APLICAÇÃO DA MAIFT – ESTUDOS DE CASO

A metodologia é aplicada, no monitoramento de cerca de 500 transformadores em uma indústria siderúrgica em plena atividade. Dentre os diversos casos em que se identificou a causa raiz, neste estudo são apresentados casos que representam a metodologia como um todo, expondo o potencial e as eventuais fragilidades. Os casos foram escolhidos por serem capazes de exemplificar sucintamente todo o processo e os ganhos dele.

Os casos 1 e 2, neste estudo serão abortados com a aplicação da metodologia estruturada visando a exemplificação didática da aplicação do método. Quando ocorreram as falhas e investigações em 2011, a metodologia não existia, havia apenas o processo de manutenção preditiva, preventiva convencionais e aplicação dos métodos de interpretação de AGD.

Naquele momento a investigação era empírica, sem direcionamento para identificação da causa raiz da falha. Porém, as dificuldades e a observação do processo de investigação, então utilizado, evidenciaram a necessidade de organização metodológica deste processo. Portanto, este viria a ser o fator motivador do desenvolvimento com base acadêmica, anos mais tarde, da metodologia e dos recursos propostos neste trabalho visando a correta identificação da causa raiz de uma determina falha em transformadores de potência industriais.

Os três casos aqui apresentados sob a ótica da MAIFT representam as possibilidades de resultados práticos do acompanhamento e da identificação da causa raiz de falhas pela MAIFT, abrangendo todos os recursos e etapas desta metodologia:

- Caso 1: exemplo de aplicação correta identificação da causa raiz, com indicação de falha a partir de AGD do ciclo de manutenção.
- Caso 2: exemplo de aplicação com correta identificação da causa raiz, com indicação de falha a partir da MAIFT em equipamento, sem diagnóstico prévio de AGD.
- Caso 3: exemplo de falha na identificação da causa raiz pela MAIFT em uma primeira iteração, devido a inviabilidade de sinais visuais e testes que validassem a primeira hipótese de causa raiz. Contudo, este caso exemplifica a consistência da metodologia e a correta identificação da causa raiz, quando aplicada continuamente conforme orientado neste estudo.

5.1 Estudo de caso 1 – Transformador 1,5 MVA

Durante o ciclo de monitoramento do transformador em operação, houve diagnóstico de suspeita de falha apontado pela interpretação da AGD no óleo do transformador de potência de 1,5 MVA, 13,2 kV / 440 V, fabricado em 2001, cuja parada não programada acarretaria grande prejuízo financeiro e ao processo de laminação de uma indústria siderúrgica.

5.1.1 Diagnóstico Preditivo (Coleta de Dados)

Sendo assim, por meio de AGD, ocorreu suspeita de início de descargas elétricas de baixa energia no transformador em questão, situação que levou o monitoramento à etapa de acompanhamento específico, com programação de nova análise após seis meses de operação, a partir do primeiro indicativo. A Tabela 5.1 e a Figura 5.1, mostram a análise realizada pelo Triângulo 1 de Duval (Seção 3.4.1.1).

Tabela 5.1 – Análise pelo Triângulo 1 de Duval

ANÁLISES DE GASES DISSOLVIDOS (EM PPM)					
H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO
340	15	0	0	16	89

Fonte: Autor

A Tabela 5.1 mostra resultados de AGD a ser investigada pelas técnicas aqui propostas, aplicando os métodos de interpretação de gases dissolvidos no óleo de transformadores.

De acordo com o que foi demonstrado na Figura 5.1 nota-se que o diagnóstico, apresentado pela técnica do triângulo 1 de Duval, indica falha D1, ou seja, descargas elétricas de baixa energia.

Pelo método do gás-chave (Seção 3.3) se obteve o diagnóstico de DP, consequência da comparação entre a concentração de gases no óleo, resultado de cromatografia, e a referência para falhas deste tipo, conforme evidencia a Figura 5.2.

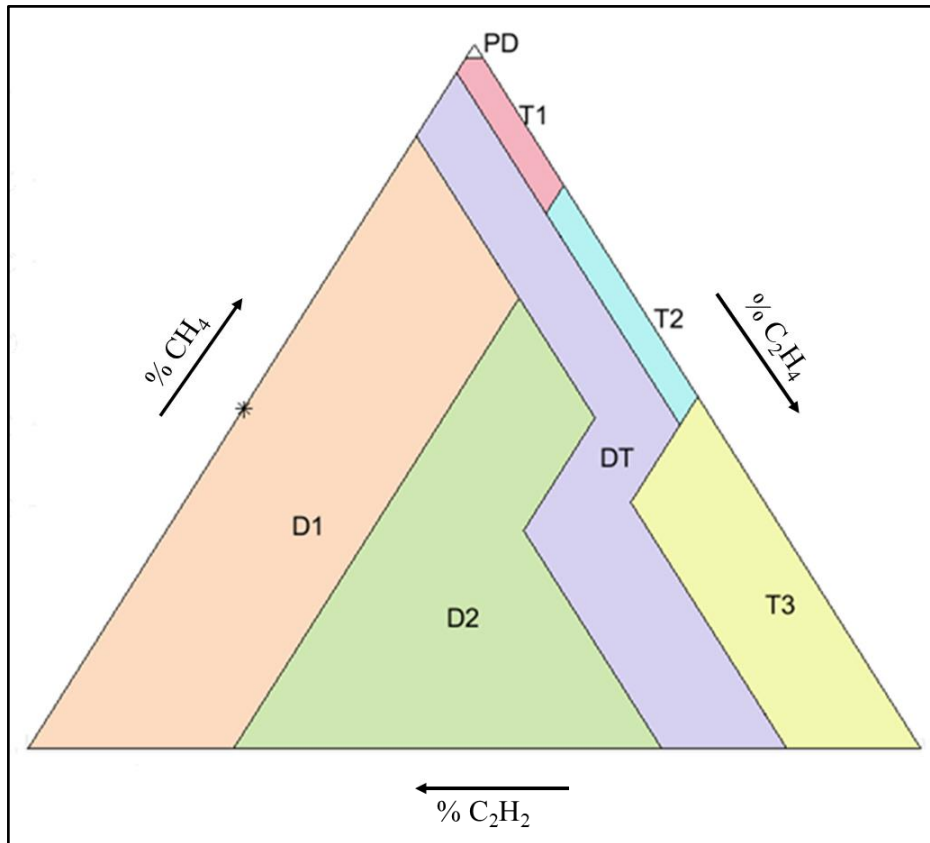


Figura 5.1 – Diagnóstico de falha em transformador pelo Triângulo 1
Fonte: Autor

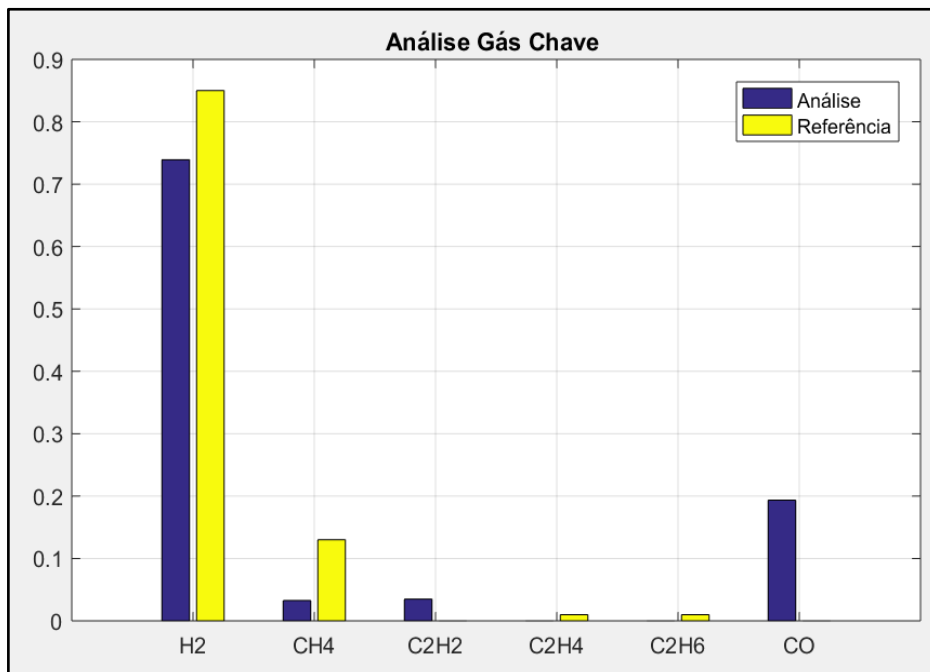


Figura 5.2 – Comparação de AGD com Método do gás-chave
Fonte: Autor.

A Figura 5.2 mostra o comparativo entre a proporção de gases da AGD sob investigação e a referência que define falha por DP no método do gás-chave.

Outros métodos não apontaram falha, como é o caso de Rogers que não pôde identificar a falha, assim como Doernenburg em que o diagnóstico aponta condição normal.

Diante dos resultados, definiu-se uma nova amostragem para acompanhamento a ser realizada seis meses após este primeiro evento.

A nova amostragem confirmou a suspeita inicial e evolução do processo de monitoramento, seguindo plano especial de acompanhamento, até retirada programada de operação do transformador. Neste ponto, havia o evento de falha e se seguiram as etapas da MAIFT.

Tabela 5.2 – Histórico de AGD do Transformador Analisado

ANÁLISES DE GASES DISSOLVIDOS (EM PPM)						
DATA	H₂	CH₄	C₂H₆	C₂H₄	C₂H₂	CO
03/3/11	8121	149	0	8	104	165
02/3/11	7036	146	0	1	2	146
28/2/11	2388	115	2	3	47	148
27/8/10	340	15	0	0	16	89

Fonte: Autor

A Tabela 5.2 detalha os valores de concentrações da AGD e mostra a evolução da falha à medida que novas análises foram sendo realizadas, de acordo com as recomendações de acompanhamento específico da manutenção preditiva.

Os métodos de interpretação de AGD utilizados indicaram início de DP de baixa energia no equipamento. Para efeito de estudo e exemplificação, a Figura 5.3 mostra os diagnósticos e evolução da falha por meio do Triângulo 1.

A Figura 5.4 fornece a perspectiva visual do diagnóstico de DP para a análise em questão.

Como exposto, os resultados do Triângulo 1 (Figura 5.3) e Pentágono 1 (Figura 5.4) convergiram para diagnóstico de DP, como era de se esperar conforme teoria de Duval.

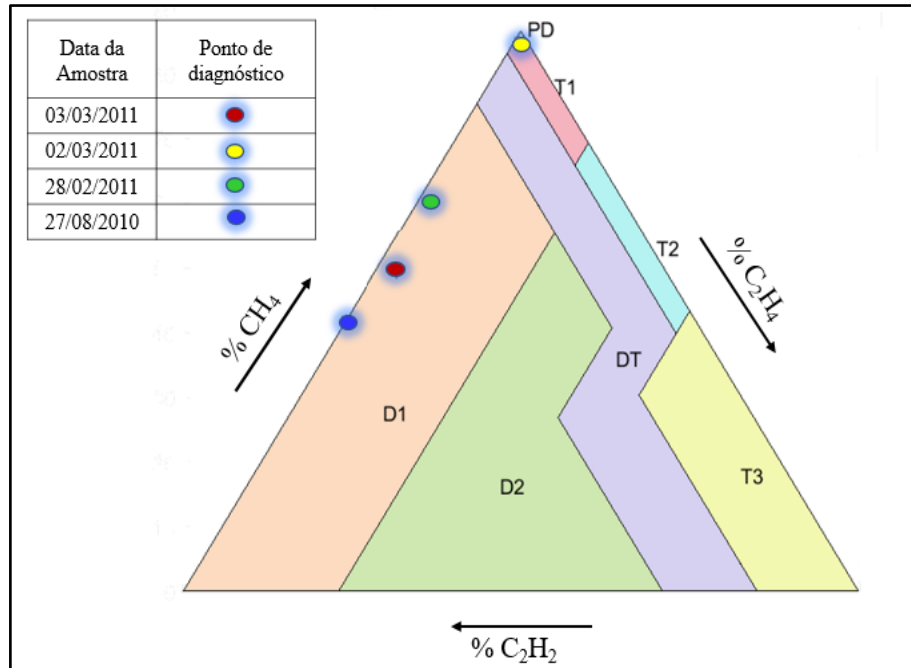


Figura 5.3 – Evolução de falha em transformador pelo Triângulo 1
Fonte: Autor

A Figura 5.3 fornece visualmente o diagnóstico de DP de baixa energia para a análise em questão.

Uma análise também pode ser feita por meio do Pentágono 1 de Duval, conforme ilustrado pela Figura 5.4.

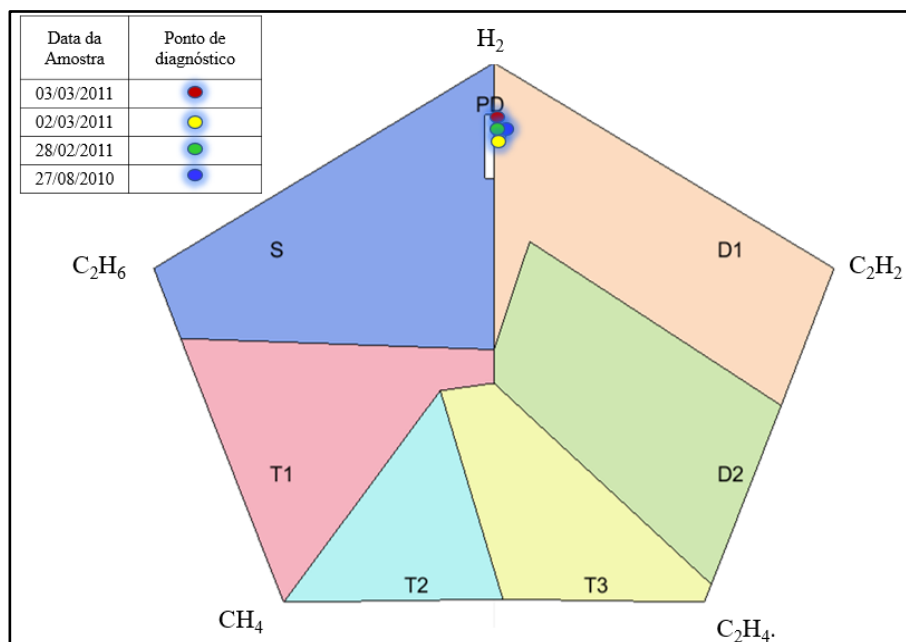


Figura 5.4 – Evolução de falha pelo diagnóstico do Pentágono 1
Fonte: Autor

5.1.2 Aplicação da MAIFT

Realizado o diagnóstico de DP de baixa energia, aplicou-se a MAIFT, partindo da fase de acompanhamento até a de busca da causa raiz conforme se vê na sequência:

a) Definição do problema: DP de baixa energia.

b) Formação da equipe: um especialista de engenharia com conhecimento e experiência em interpretação de AGD, projeto, comissionamento, manutenção e operação de transformadores; um especialista e um técnico de oficina elétrica com conhecimentos de materiais isolantes, reparos corretivos de transformadores, técnico em química de laboratório interno de AGD.

c) Coleta de dados: especificação técnica do transformador, dados de processo – características da carga e condições operacionais, histórico de comissionamento em fábrica, histórico de manutenção preditiva, peritagem (Figura 5.5), medições de grandezas elétricas associadas ao equipamento, ensaios elétricos do equipamento em oficina. A análise especializada levou a comprovação do diagnóstico preditivo de DP.

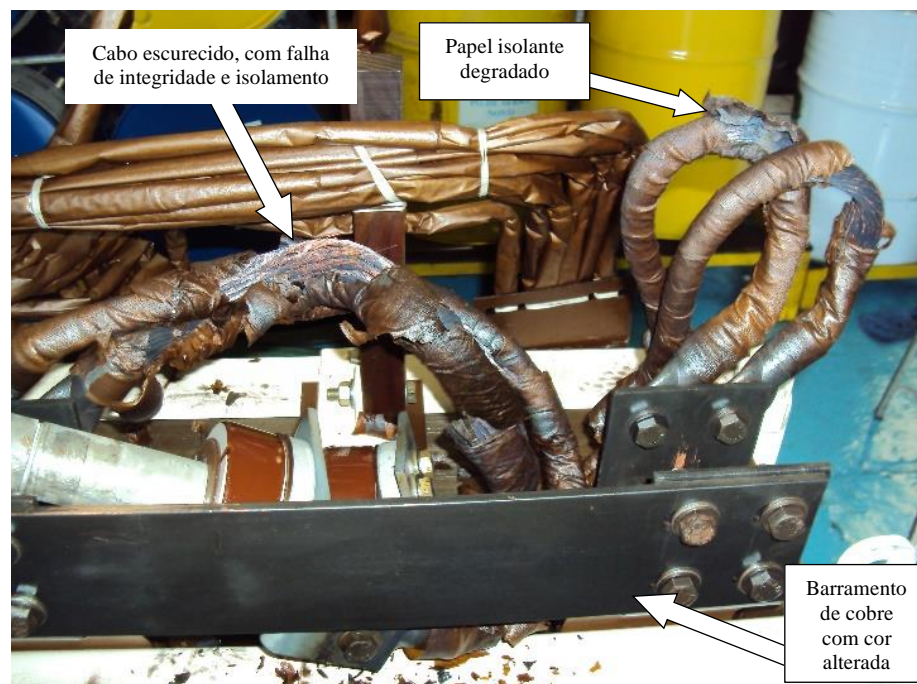


Figura 5.5 – Peritagem em transformador 1,5 MVA
Fonte: Autor

A Figura 5.5 foi obtida durante a peritagem do transformador, sendo possível observar nela os seguintes indícios de falha:

- Degradação no papel isolante dos cabos de saída, com o papel quebradiço e já ausente em parte dos condutores.
- Coloração escurecida dos barramentos de cobre
- Coloração escurecida dos condutores que também apresentavam pequenos fios de cobre rompidos na composição completa do cabo.

d) Causa imediata: falha no isolamento celulósico do transformador, observada com abertura do equipamento em oficina (Figura 5.5). Hipóteses de causa raiz: sobrecarga, baseando-se na coloração dos barramentos e estado do isolamento, falha de fabricação (material empregado).

e) Teste/Validação: verificação da condição operacional, avaliação da temperatura de operação do equipamento e seu carregamento. Perante os dados históricos de carregamento do transformador e o acompanhamento da temperatura de operação ficou, definitivamente, constatado que não houve sobrecarga. Quanto a falha de fabricação, foi descartada com base nas evidências e verificações de que em outras partes do equipamento o papel permanecia em condição adequada, além da verificação de todo histórico de fornecimento com relatórios de ensaios de fábrica e testes de comissionamento em campo adequados ao isolamento especificado.

Diante da comprovação técnica de que a primeira hipótese cogitada, sobrecarga operacional, não caracteriza a causa raiz da falha, pelo método proposto deve-se retroagir no processo e levantar novas hipóteses. Retornando-se à etapa de formação da equipe, para fortalecimento da pesquisa, e avançando para uma segunda coleta de dados e segundo ciclo do processo.

f) 2ª Coleta de dados: aprofundamento técnico nas possíveis causas por meio de estudo e busca de referências. Nesta etapa, como os dados de manutenção e o histórico de fornecimento se mostraram ineficientes, o método sugere a busca de nova visão baseada em experiência do investigador (reforço técnico da equipe) e busca de informações oriundas de estudos técnicos e acadêmicos, direcionada pela análise visual e os dados consolidados da análise até o momento.

g) 2ª Análise especializada: causa raiz potencial definida como ataque por enxofre corrosivo.

Durante esta etapa, com base nos estudos realizados chegou-se à suspeita de que a raiz da falha pudesse ser atribuída a uma questão conhecida como ataque a isolamento sólido do equipamento por enxofre corrosivo. Em condições com baixa quantidade de oxigênio, como no caso de transformadores selados, o enxofre reage com o cobre formando sulfeto de cobre que adere ao cobre e ao papel causando degradação [32].

No início dos anos 2000 verificou-se no Brasil, conforme esclarece a nota técnica da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 0040/2007 de 14/08/07, que havia existido o fornecimento de óleos isolantes que possuíam composto de enxofre na composição deles, e que, em função das temperaturas de trabalho dos transformadores, assumiam característica corrosiva atacando a isolamento sólido do equipamento [32].

h) Teste/Validação: realizado ensaio de enxofre corrosivo corroborando a suspeita. Durante esta etapa, para comprovação da suspeita, foi realizado ensaio de enxofre corrosivo por laboratório especializado, baseado no método ASTM D130 [33], chegando-se ao resultado de Classificação 3.2 (Suspeito Corrosivo), com forte tendência de padrão corrosivo como observado na Figura 5.6.

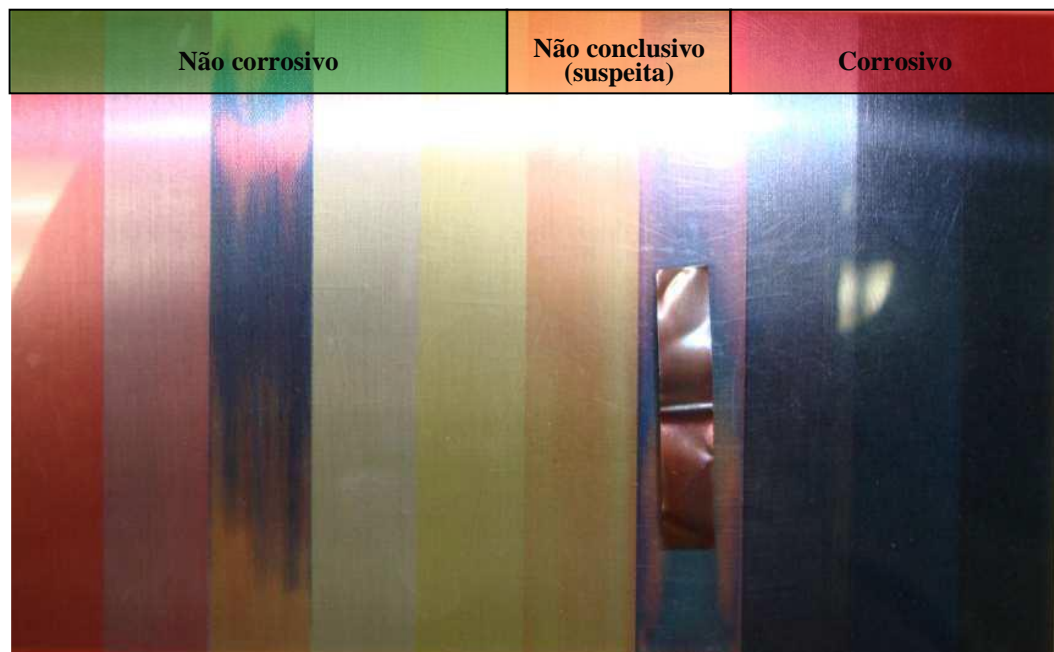


Figura 5.6 – Teste de avaliação da presença de enxofre corrosivo em óleo isolante
Fonte: autor.

A Figura 5.6 mostra lâmina de cobre após os testes de enxofre corrosivo, cuja

coloração indica forte indício da presença desta falha no óleo do transformador sob investigação.

A Figura 5.7 apresenta o teste realizado em amostra do papel dos cabos de baixa tensão do transformador em análise. O teste evidenciou falha do isolamento celulósico deteriorado, apresentando característica condutora, fato esperado mediante ataque químico oriundo de enxofre corrosivo presente no óleo mineral isolante.



Figura 5.7 – Resultado de avaliação da presença de enxofre corrosivo em óleo isolante
Fonte: Autor

A Figura 5.7 mostra a medição de resistência ôhmica, com auxílio de multímetro, em amostra de papel atacado, evidenciando-se que o papel apresentava característica condutora com baixa resistência (740 ohms). Isso é uma condição inadequada, tendo em vista que este papel tem função isolante, e deveria apresentar resistência ôhmica altíssima. É possível também observar a coloração preta, fruto da deposição de sulfeto de cobre.

A etapa de teste e validação foi realizada com auxílio do fabricante do equipamento que corroborou o laudo indicado. Esta análise confirmou a hipótese de causa raiz e a consulta a documentos do fabricante apontou possibilidade de contaminação de outras três unidades do mesmo fornecimento, à época do comissionamento de campo, indicando necessidade de ação de correção nestes transformadores.

Este caso, se torna um evento raro de detecção de enxofre corrosivo em máquinas operacionais, posto que este problema se evidenciava apenas quando ocorriam explosões de transformadores e reatores de alta tensão. Isso se justifica pela aplicação da metodologia utilizada e pelo fato de as máquinas terem passado por ação de correção, que não se deu de forma suficientemente correta, amenizando a reação química, mas não a eliminando.

i) Solução/Acompanhamento: após a comprovação da causa raiz sendo ataque por enxofre corrosivo no óleo, seguiram-se as etapas do processo:

- Relatório da ocorrência com estudo de caso;
- Aprovação da indicação de correção, com reforma completa das bobinas do equipamento, lavagem do núcleo ferromagnético e tanque com substituição completa da carga de óleo mineral isolante do transformador;
- Ação corretiva efetiva, por intermédio da reforma do equipamento;
- Ensaio de comissionamento e entrada em operação retomando o ciclo de manutenção e continuidade da MAIFT.

5.1.3 Considerações sobre o Caso 1 – Transformador 1,5 MVA

A MAIFT definiu ataque por enxofre corrosivo como a causa raiz das descargas detectadas e da degradação verificada no isolamento, diferentemente do que seria concluído se a análise fosse superficial ou não buscasse o motivo gerador das descargas indicadas pela AGD.

O transformador foi retirado de operação e reparado sem imputar nenhuma parada não programada ou prejuízo à produção da planta industrial.

5.2 Estudo de caso 2 – Transformador 2,0 MVA

Como resultado da aplicação da MAIFT em transformador de um Laminador de Tiras a Quente de uma indústria siderúrgica em plena atividade, houve o indicativo, por histórico de manutenção, de que três outros equipamentos poderiam estar em condição similar ao equipamento investigado, embora as técnicas preditivas de diagnóstico ainda não apontassem indício algum de falha incipiente nestas máquinas, como indicado no Quadro 5.1.

Quadro 5.1 – Transformadores indicados com risco de falha pela MAIFT

Identificação do equipamento	Características
TERTRT01	3,6 MVA – 13,2 kV / 900 V
WERTRP01	1,4 MVA – 13,2 kV / 3,45 kV
PERTRP04	2,0 MVA – 13,2 kV / 440 V

Fonte: Autor

Por meio da MAIFT, provou-se que o transformador PERTRP04 de 2,0 MVA de potência também sofreu com efeitos de enxofre corrosivo, como mostram a Figura 5.8 e a Figura 5.9.

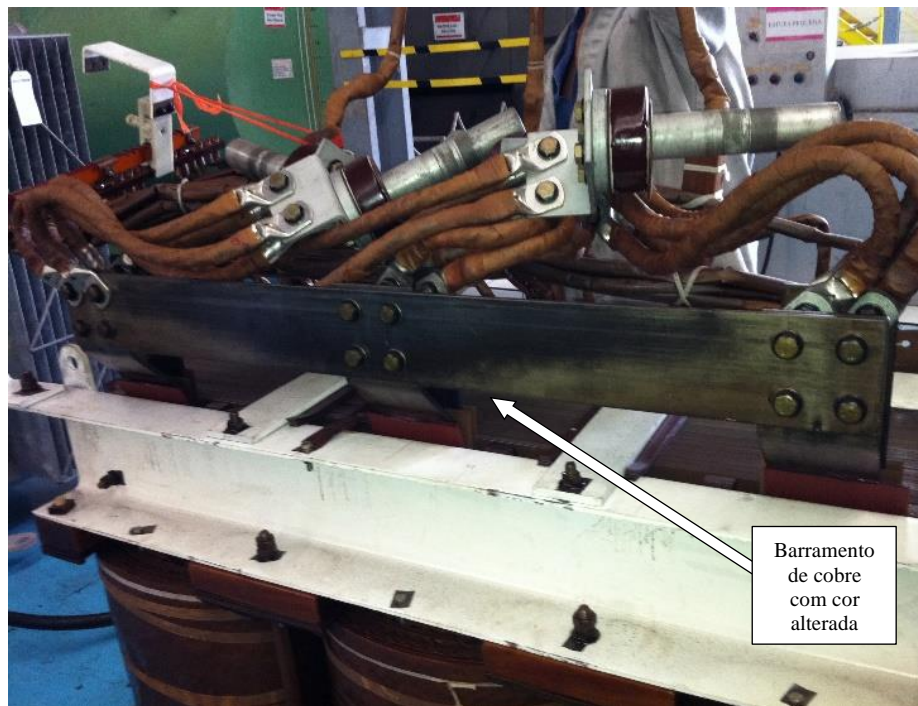


Figura 5.8 – Peritagem no transformador de 2,0 MVA

Fonte: Autor

Foi verificado ataque por enxofre corrosivo (Figura 5.8), ainda inicial, com o começo da alteração da cor do barramento de cobre, notadamente afetado por sulfeto de cobre que possui cor preta, aspecto cinza e a fruto da falha de enxofre corrosivo atuando no óleo mineral e parte ativa do transformador.

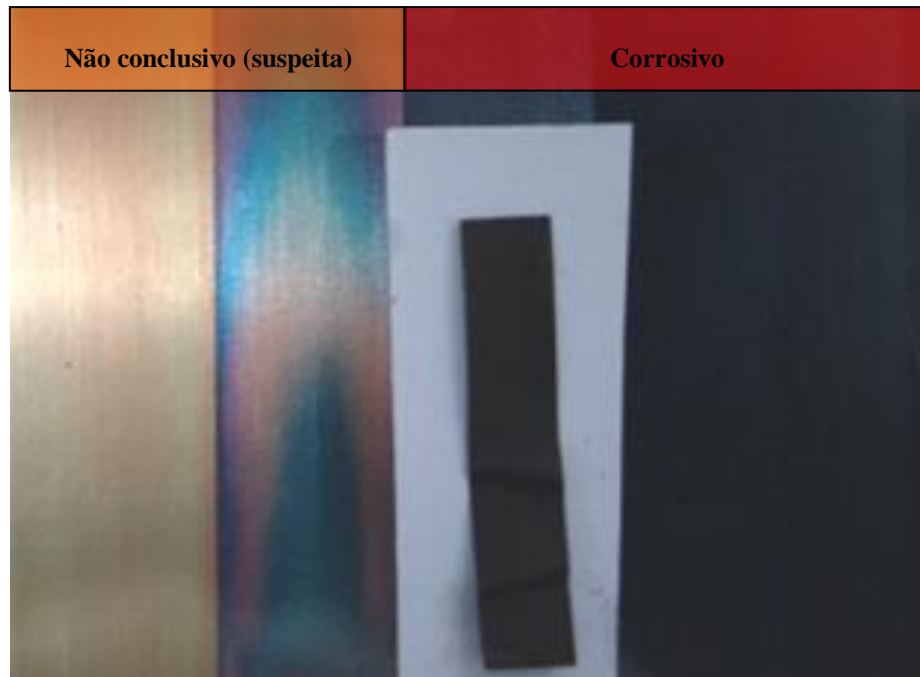


Figura 5.9 – Resultado de ensaio de enxofre corrosivo em transformador de 2,0 MVA
Fonte: Autor.

A partir da peritagem, após o resultado do ensaio de enxofre corrosivo (Figura 5.9), se confirmou a causa raiz da falha como sendo ataque por enxofre corrosivo sofrido pela parte ativa e óleo do transformador de 2,0 MVA e comprovada por teste tecnicamente aplicado.

5.2.1 Considerações sobre o caso 2 – Transformador 2,0 MVA

Em função da aplicação do ciclo de manutenção, manutenção preditiva e investigação empírica de falha no equipamento do estudo de caso 1, se fez possível a identificação de falha incipiente em outro transformador que não apresentava indicativo de falha por meio de AGD, no caso o transformador de 2,0 MVA apresentado neste estudo de caso 2. O mesmo foi realizado com a aplicação da MAIFT estruturada, a termo de exemplificação de aplicação da metodologia completa e estruturada.

É válido destacar que o equipamento foi reparado com menor custo, pois o estágio era incipiente a ponto de não haver diagnóstico por AGD, mostrando a potencial eficácia quanto o ganho do método proposto com RCA em união e complemento à manutenção preditiva por vezes aplicada.

5.3 Estudo de caso 3 – Transformador Retificador

O ciclo de manutenção preditiva, por intermédio do uso do SMAIFT, desenvolvido nesta pesquisa, apontou falha em transformador retificador que atende ao sistema de despoeiramento em uma planta de sinterização.

Vale ressaltar que a retirada imprevista deste equipamento de controle ambiental de operação pode ocasionar a parada de todo o processo de sinterização de uma usina siderúrgica, a partir do momento que os limites de emissão determinados pelos órgãos gestores do governo sejam excedidos.

Como diagnóstico do triângulo 1 foi descarga parcial, foi utilizado o triângulo 4 para complementar a informação do triângulo clássico. A Figura 5.10 mostra o diagnóstico pelo triângulo 4, sendo gases dispersos no óleo, mas na região de fronteira entre zonas de diagnósticos.

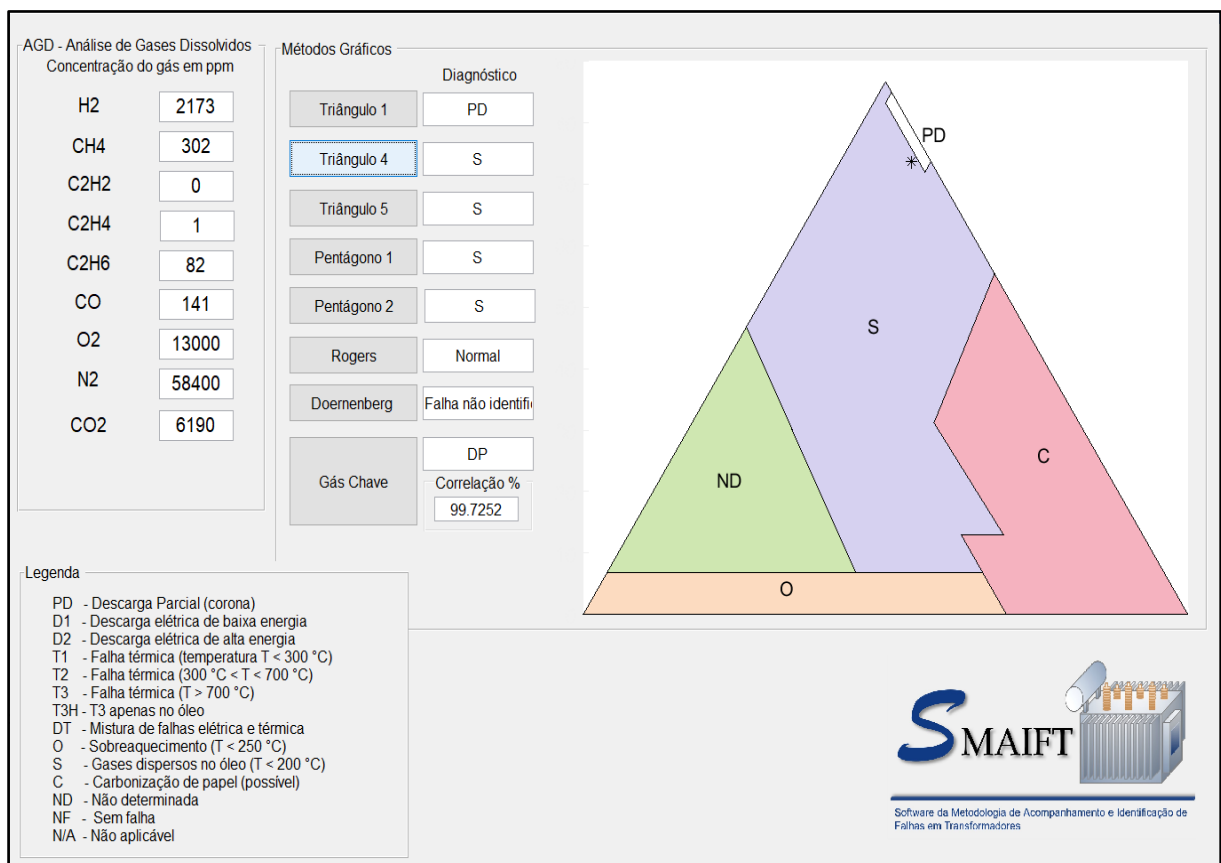


Figura 5.10 – Diagnóstico AGD de transformador retificador pelo Triângulo 4

Fonte: Autor

O diagnóstico exposto na Figura 5.10 manifesta que como o ponto de interesse estava próximo à fronteira das zonas de descarga parcial e gases dispersos, e como não era possível a comprovação por inspeção, foi utilizado o triângulo 5 para confirmação de diagnóstico do triângulo 4, apontando também diagnóstico de gases dispersos no óleo.

A Figura 5.11 apresenta o resultado gráfico do Triângulo 5.

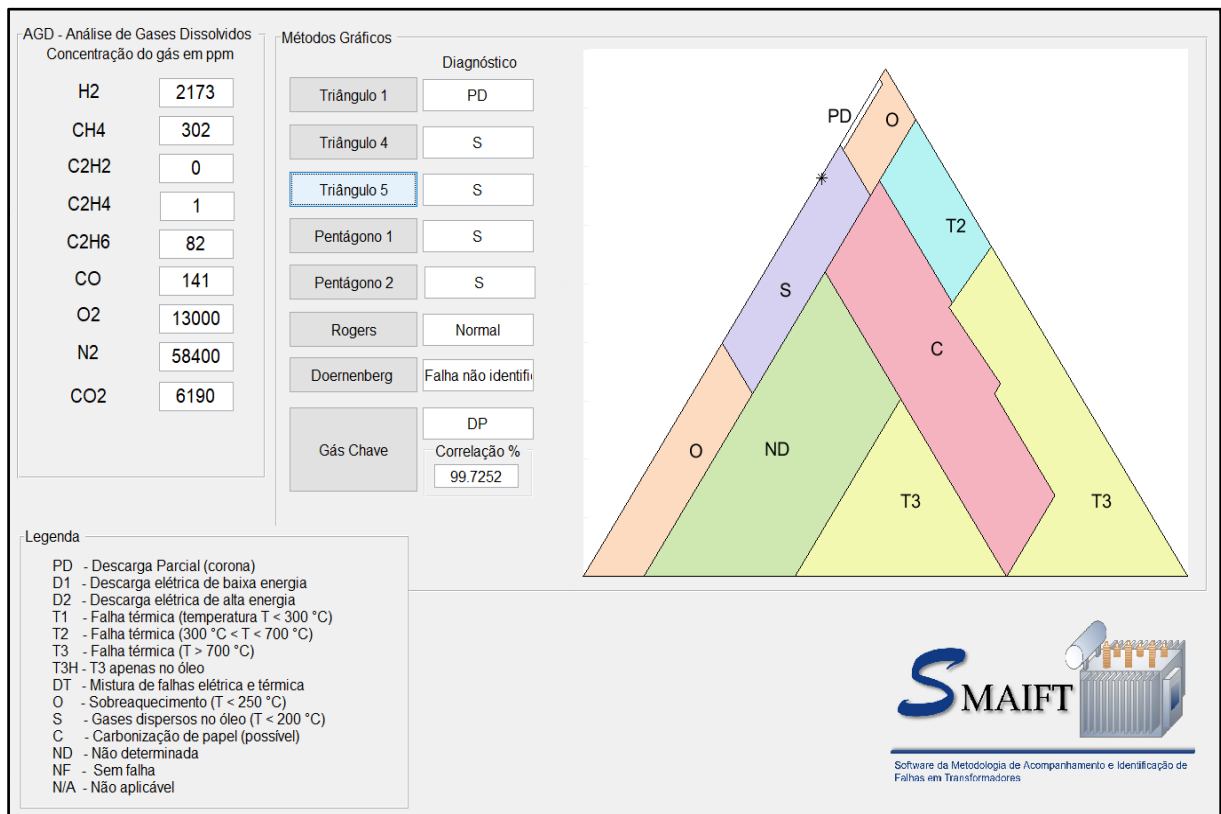


Figura 5.11 – Diagnóstico AGD de transformador retificador pelo Triângulo 5

Fonte: Autor

Pode-se observar na Figura 5.11, a interpretação pelo triângulo 5 indicando diagnóstico de gases dispersos no óleo, para os dados da AGD em questão.

Na sequência, a análise gráfica do Pentágono 1 para o mesmo evento indica região fronteira entre diagnósticos de DP e gases dispersos no óleo, conforme exhibe a Figura 5.12.

Pode-se observar na Figura 5.12, a interpretação pelo Pentágono 1 indicando diagnóstico de gases dispersos no óleo, para os dados da AGD em questão.

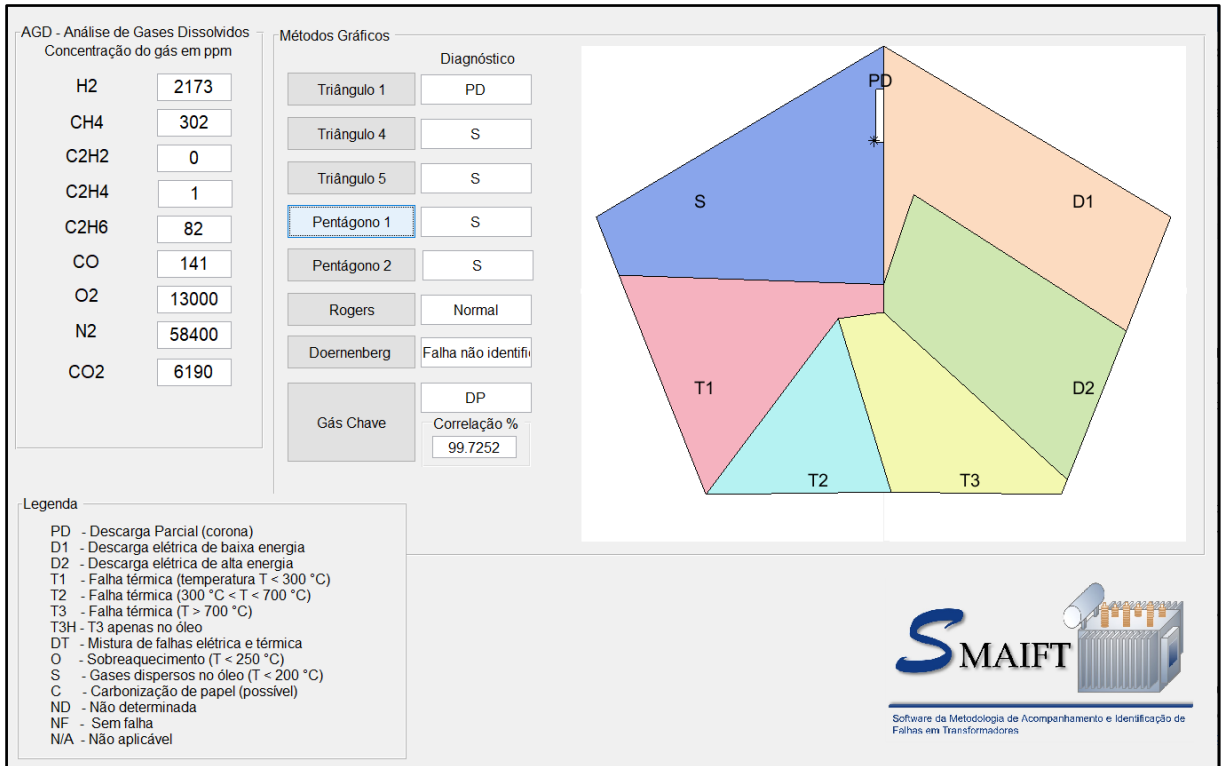


Figura 5.12 – Diagnóstico AGD de transformador retificador pelo Pentágono 1
Fonte: Autor

A avaliação por gás-chave com correlação de 99,73% indica DP conforme expõe a Figura 5.13.

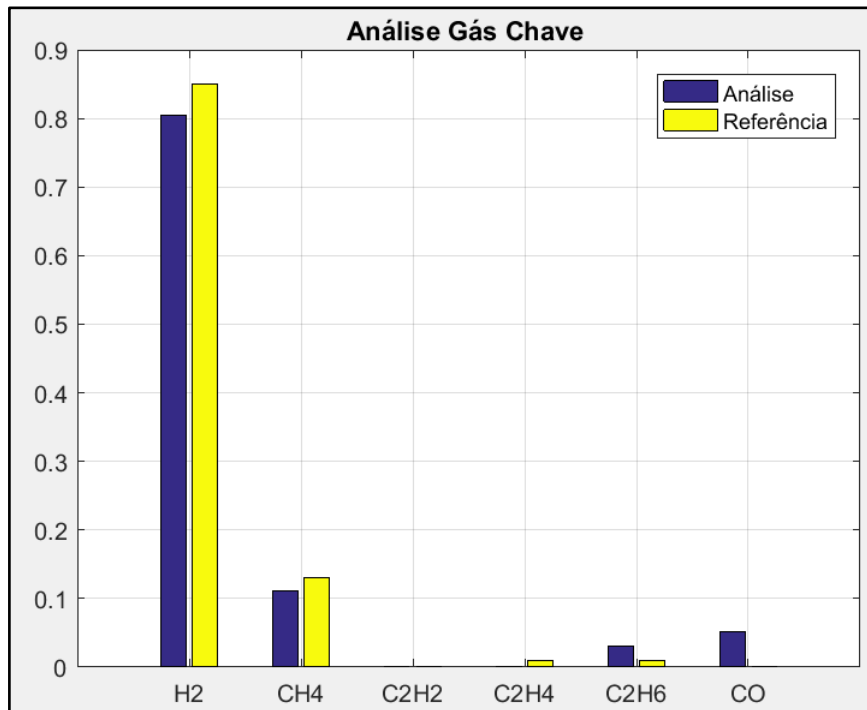


Figura 5.13 – Diagnóstico AGD de transformador retificador por gás-chave
Fonte: Autor

A Figura 5.13 mostra o comparativo entre a proporção de gases da AGD sob investigação e a referência que define falha por DP no método do gás-chave. Visualmente é possível comprovar a similaridade entre a AGD e a referência, essa similaridade é corroborada matematicamente pelo programa computacional, por meio do cálculo de correlação que a quantifica em 99,73% a semelhança entre as duas sequências de dados.

Assim, a partir do diagnóstico assumido como DP, apesar das indicações de gases dispersos, o equipamento teve sua parada programada e a intervenção realizada seguindo-se as etapas do MAIFT. Com isso, foi possível descrever o detalhamento das etapas mais relevantes para esta análise:

a) **Coleta de dados:** A etapa de coleta de dados não foi satisfatória, não havendo indícios visuais nem históricos que justificassem o diagnóstico AGD.

b) **Análise especializada:** o equipamento foi levado até um fabricante especializado que por intermédio de inspeção e testes também não observou forte evidência que justificasse o defeito, levando a hipótese de falha em isolamento entre bobinas como possível causa raiz das DP, com base na experiência dos especialistas envolvidos na investigação.

c) **Validação da hipótese:** diante das análises, houve consenso entre os especialistas validando a hipótese de falha em isolamento de bobinas, mesmo sem possibilidade de verificação por meio de testes mais assertivos, uma vez que se tratava de transformador retificador em que testes, individualizados, nas bobinas desacopladas do retificador de alta tensão eram inviáveis. Além disso, a geração de gases pelo equipamento apenas se dava quando este se encontrava em operação, frente aos testes realizados com equipamento energizado a vazio.

d) **Ação corretiva:** definida e realizada a troca de toda a isolação celulósica do transformador, com completo rebobinamento, como pode ser evidenciado na Figura 5.14.

Na Figura 5.14 é possível visualizar as bobinas novas refeitas, com isolamento novo em papel Kraft (material isolante celulósico), evidenciando ação corretiva que elimina a falha por descargas entre espiras como apontado pelos investigadores como causa raiz da falha.



Figura 5.14 – Ação corretiva de rebobinamento em transformador retificador
Fonte: Autor

e) **Manutenção Preventiva:** após comissionamento e entrada de operação, com o retorno ao ciclo de manutenção novamente foi detectado o aumento de gases no equipamento, o que indicou a hipótese errônea, de falha no isolamento entre bobinas, assumida na primeira iteração da metodologia.

Vale ressaltar ainda, a presunção inicial do diagnóstico de DP, em que o diagnóstico mais assertivo, de fato, seria o de gases dispersos devido a uma falha muito inicial em alguma parte do equipamento, sem indicação visual, mas que provocava dispersão de gases no óleo como um todo.

f) **Acompanhamento específico:** verificou-se a necessidade de acompanhar e registrar a evolução das concentrações de gases em ppm, conforme a Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Evolução da concentração de gases dissolvidos em transformador retificador

Data/ AGD [ppm]	C ₂ H ₂	CO ₂	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	H ₂	CH ₄	CO	N ₂	O ₂
03/05/18	9	461	0	2	0	0	11	279456	81526
07/05/18	5	842	7	3	439	25	43	512740	80936
16/05/18	4	837	15	2	793	34	51	109394	92164
31/05/18	5	1496	32	4	974	56	103	162607	88847
17/06/18	8	1387	40	4	1765	75	97	127385	83487

Fonte: Autor

O acompanhamento da evolução das concentrações de gases em ppm indicado na Tabela 5.3 ocorreu após a primeira intervenção, por meio do acompanhamento específico até a caracterização da falha na segunda iteração do processo MAIFT.

A Figura 5.15 confirma o acompanhamento e a evolução da falha.

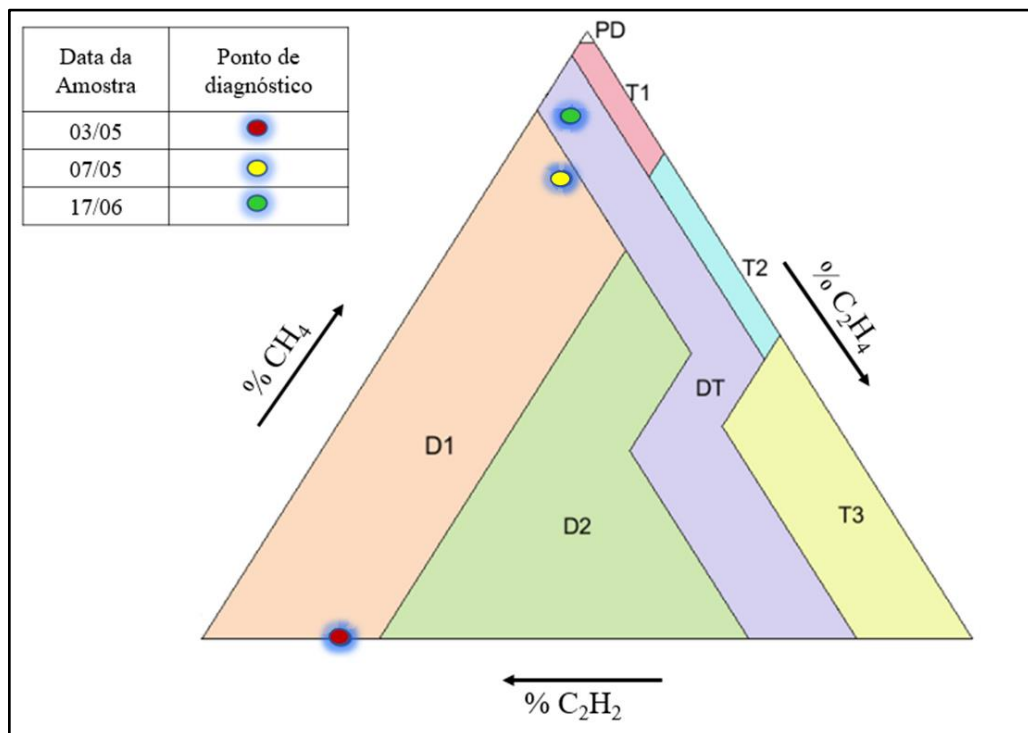


Figura 5.15 – Acompanhamento específico com diagnóstico do Triângulo 1

Fonte: Autor

Observa-se que a Figura 5.15 demonstra a evolução da falha, após primeira intervenção, por intermédio do diagnóstico do Triângulo 1, evidenciando o avanço de descargas

de baixa energia até falha térmica e elétrica quando o equipamento foi retirado de operação de forma programada.

g) **Segunda coleta de dados:** nova iteração do processo, levou a inspeção do transformador. Dessa vez foi possível identificar ponto de descargas. Após a desmontagem da bucha de alta tensão e a retirada do papel isolante do condutor se achou solda realizada no condutor em função de deformação mecânica oriunda da sustentação da bucha, montada na horizontal. Destaca-se o fato de que esta intervenção não havia sido documentada adequadamente.

A Figura 5.16 mostra a segunda intervenção no equipamento.

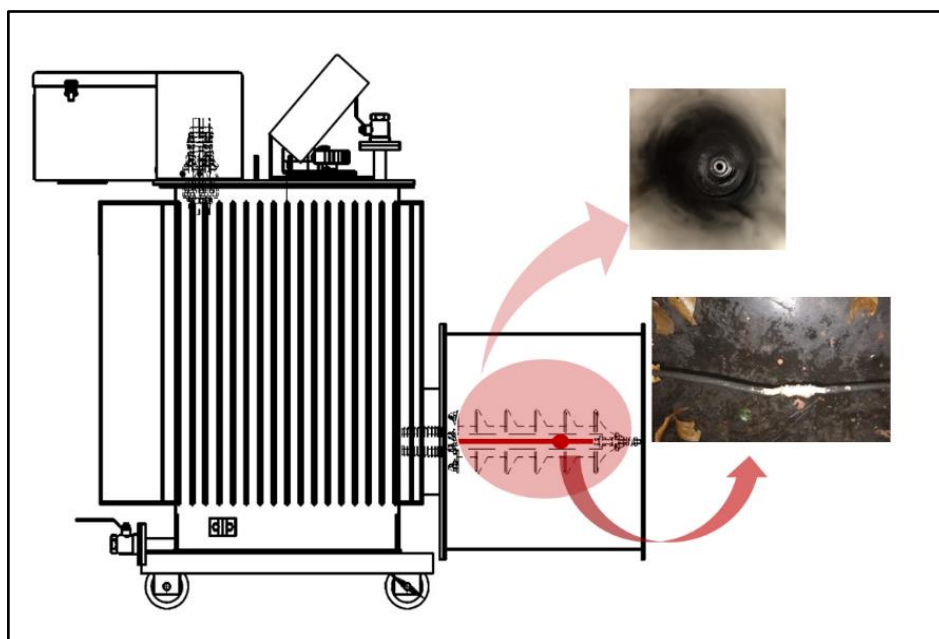


Figura 5.16 – Indícios de descargas no interior de bucha e condutor de alta tensão
Fonte: Autor

A Figura 5.16 apresenta a segunda intervenção no equipamento, sendo que se faz necessário destacar que apenas nesta oportunidade foi possível observar o indício de falha no condutor de saída interno a bucha, diferentemente da primeira intervenção em que não houve nenhum indício visual de falha neste componente.

É importante ressaltar que o condutor de saída não pode ser energizado nos testes realizados na primeira iteração da MAIFT, uma vez que para energizar a saída de 145 kV em corrente contínua são necessários o controlador do retificador e condição de instalação adequada, podendo ser satisfeitos estes requisitos apenas quando o transformador se encontrava em campo e em operação.

Com a continuidade da aplicação da MAIFT, definiu-se como provável causa raiz a integridade do condutor de saída de alta tensão 145 kV. Seguindo-se as etapas estabelecidas pela metodologia e com o conhecimento adquirido na análise anterior, foi comprovado tecnicamente, por meio de testes no condutor de saída de alta tensão, que sua integridade era a causa raiz do problema.

5.3.1 Considerações sobre o caso 3 – Transformador Retificador

O estudo de caso do transformador retificador mostra a importância do correto cumprimento de todas as etapas designadas na metodologia. Por uma falha na etapa de documentação de ações de manutenção a primeira análise não obteve sucesso pleno, sendo necessária mais uma iteração para a correta identificação e, também, a correção do defeito.

Contudo, apesar do tempo e da necessidade de nova avaliação a metodologia se mostrou eficaz, levando-se em consideração o fato de que o equipamento pode ser reparado, teve seu projeto melhorado e não ocasionou nenhuma parada de processo com prejuízos ao sistema ou financeiros.

5.4 Análise do resultado da MAIFT

Os três casos de estudo apresentados demonstram e resumem as potencialidades básicas da metodologia em uso, do ponto de vista de resultados em que se pode obter:

- a) Sucesso na identificação da causa raiz numa primeira e bem estruturada utilização de todas as etapas da metodologia, como no caso do transformador de 1,5 MVA do Laminador de Tiras a Quente, planta que é parte integrante do processo siderúrgico.

- b) Contribuição significativa da aplicação dos conceitos de RCA, como no estudo de caso 2, em que uma análise de RCA indicou potenciais falhas em equipamentos na qual nem mesmo a identificação por meio da AGD, como comumente se faz no âmbito da manutenção preventiva e preditiva de transformadores, apontava qualquer possibilidade de falha.

c) Caso em que não se pôde validar a causa raiz, indicada, por meio de testes práticos sendo necessário fazer ponderação baseada na experiência e na observação do investigador, como ocorreu na primeira iteração do estudo de caso do transformador retificador.

As três possibilidades de respostas da Metodologia de Acompanhamento e Investigação de Falhas de Transformadores foram apresentadas por intermédio dos estudos de caso em transformadores industriais, ficando evidenciados os ganhos oriundos desse método à gestão da manutenção.

Sabe-se que a MAIFT tem sido utilizada e melhorada ao longo dos anos e se mostrado eficiente, o que acaba permitindo que não se tenha perdas de produção e nem financeiras, como já mencionado e demonstrado nesta dissertação.

Nos casos aqui mostrados especificamente os equipamentos puderam ter manutenção de forma programada:

a) Transformador de 1,5 MVA do laminador fora de operação acarretaria parada operacional de cerca de 12 horas. Com as ações realizadas viabilizou-se a utilização de um transformador reserva, colocado em operação em parada previamente programada, permitindo a retirada, o reparo e o retorno do equipamento com falha incipiente sem prejuízos ao processo.

Este caso também se configura em caso raro de diagnóstico de enxofre corrosivo em transformador, via AGD e RCA, com diagnóstico correto antes de evento de explosão ou curto-circuito no equipamento.

b) Resultado da análise do transformador de 2,0 MVA se torna exemplo importante do uso da MAIFT, pois à parte da utilização das técnicas de AGD, o uso do método de RCA aqui proposto levou a um diagnóstico de falha inexistente à perspectiva das quatro técnicas de predição mais eficientes ou de maior uso na atualidade: métodos de Duval, Rogers, Doernenburg e gás-chave.

Este evento denota a potencialidade da utilização de RCA, usada em conjunto com AGD que culminou em intervenção no equipamento, sem qualquer prejuízo à produção da planta de laminação.

c) A abordagem realizada via MAIFT para o caso do transformador retificador, mostra a importância do termo “acompanhamento” de transformadores presente na descrição da

metodologia.

Este caso mostra que ainda que não seja possível a plena constatação da hipótese de causa raiz por meio de ensaios ou experimentos técnicos, a experiência da equipe de investigação é válida mesmo diante de atribuição equívoca de causa raiz em um primeiro momento.

Contudo, pode-se observar que a continuidade da aplicação do método tende a levar à correta identificação da causa da falha ou à ação corretiva de sucesso. Assim, mostra-se a importância do acompanhamento e da documentação dos eventos conforme recomendado, neste caso, tendo como resultado mais uma ação de manutenção corretiva sem prejuízos ao meio ambiente, tendo em vista que o transformador é utilizado em equipamento de controle ambiental ou à operação da planta de sinterização de uma usina siderúrgica.

Os exemplos de aplicação da MAIFT tratados nesta dissertação ilustram a potencialidade e a assertividade da MAIFT aplicada no monitoramento e gestão de 500 transformadores de potência empregados em uma usina siderúrgica.

Os casos aqui exemplificados demonstram a importância de cada etapa do método, desde o projeto, passando pela manutenção de rotina, a AGD, o método de RCAF aqui definido, a documentação de ações e, principalmente, o acompanhamento contínuo englobando todo o processo.

Dessa forma, fica evidente a contribuição da incorporação da técnica de RCA à manutenção preditiva e a um sistema de gestão de manutenção bem estabelecido, trazendo ganhos ainda maiores quanto a gestão de ativos e a disponibilidade operacional, como aqui demonstrado.

6 CONCLUSÃO

A MAIFT se mostra como mais uma opção de ferramenta poderosa para a manutenção e a confiabilidade de transformadores de potência, mais eficiente que a metodologia tradicionalmente empregada, por vezes baseada somente em AGD.

O método reforça a importância de se utilizar o estado da arte para diagnóstico preditivo, sobretudo, ressalta-se a necessidade de se complementar o diagnóstico encontrado, indo mais adiante até se definir com critérios e rigor a causa fundamental do problema.

É válido observar que em alguns casos, essa avaliação apurada da causa raiz é capaz de prover resultados antes mesmo que uma indicação de falha por técnicas preditivas seja possível.

Sendo assim, compreende-se que no âmbito do método proposto, o programa computacional desenvolvido é uma ferramenta importante por concentrar, em um único dispositivo, os métodos mais recomendados de uso, conforme apresenta a revisão mais atual da recomendação IEEE para interpretação da AGD. Além disso, o programa computacional faz uma análise de pertinência, por meio da correlação estatística, para apontamento de falha pelo método do gás-chave, tornando esta avaliação mais rápida e menos subjetiva, colocando de forma numérica o resultado deste método de interpretação.

A metodologia estruturada nesta dissertação, baseada em AGD, na RCA proposta e no programa computacional desenvolvido é utilizada para monitoramento de 500 transformadores de potência de uma usina siderúrgica de grande porte.

Considera-se que os resultados alcançados são positivos, especialmente tendo em vista que desde o início da implantação e da utilização da técnica, estruturada em 2018, pelo Departamento de Engenharia da usina mencionada, não houve nenhuma parada operacional não programada em função de falha intrínseca de transformadores de potência.

A proposta deste trabalho foi trazer mais uma ferramenta para a manutenção de transformadores elétricos e a gestão desse tipo de ativo.

Este trabalho produziu entregas relevantes, como o artigo intitulado “Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falhas em Transformadores de Potência” [31], apresentado em na conferência internacional do IEEE: *13th IEEE International Conference on Industry Applications*, em São Paulo no ano de 2018.

Outro produto oriundo deste estudo é o programa computacional SMAIFT, que foi

desenvolvido a metodologia aqui proposta e vem sendo utilizado desde 2019 na ArcelorMittal Tubarão. Os resultados deste aplicativo tem sido satisfatórios, contribuindo para melhorar a qualidade e a agilidade nas interpretações de AGD necessárias à manutenção preditiva de transformadores desta planta industrial.

A própria metodologia desenvolvida, MAIFT, é um resultado deste estudo e é utilizada em caráter experimental desde 2019 na mesma planta industrial no Espírito Santo, com resultados satisfatórios, podendo ser utilizada em outras indústrias para melhor gestão de ativos, transformadores de potência.

6.1 Recomendações para trabalhos futuros

Como evolução do método proposto e sugestão de trabalho futuro recomenda-se a utilização de recursos de inteligência artificial tal qual o que é realizado por Redes Neurais Artificiais, por exemplo, a fim de que se tenha um diagnóstico também pautado em avaliações ainda mais automáticas a partir dos métodos de interpretação estabelecidos.

Desse modo, acredita-se que este desenvolvimento pode se dar por meio de aprofundamento no estudo aqui apresentado, com a inserção de técnicas mais atuais no momento do novo desenvolvimento, assim como a base de dados de falhas oriundas da empresa em que já se aplica a metodologia MAIFT ou novas pesquisas em âmbito mundial, que contribuam para maior assertividade da inteligência artificial proposta.

Deve-se observar também que outro trabalho possível, com ganhos de tempo e resultados melhores e mais eficientes, seria um apontamento automático dos possíveis componentes em falha, a partir do diagnóstico encontrado na preditiva, considerando para tanto um enorme mapa mental com possíveis falhas e dados disponíveis de eventos de falha atrelados a seus respectivos diagnósticos.

Neste sentido, nota-se que a compilação automática dos dados poderia ser capaz de indicar, por exemplo, uma opção viável como “possível falha em conexão”, em virtude de diagnóstico automático de AGD aliado ao mapa mental de falhas.

Por fim, mas não menos importante, percebe-se uma oportunidade fundamental para a criação de um sistema completo da gestão de manutenção e do acompanhamento de transformadores que possa ser capaz de incorporar e ampliar a MAIFT, no qual se faça uso

tanto das técnicas quanto das ferramentas de diagnose propostas, bem como que seja capaz de armazenar as informações pertinentes à gestão adequada desses ativos de alto custo e que possuem tanta relevância no sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

- [1] J. Mamede Filho, *Manual de Equipamentos Elétricos*, 4th ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- [2] ABB, “ABB Transformers Power Transformers - The largest installed base worldwide. TrafoStar™ transformers are based on the best ABB practices - a product of modularized system in both design and manufacturing.”. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/46398364a8d11bcbc1257b130057e593/1LAB000073_LMPT_2007May.pdf>. Acesso em: 24 maio 2020.
- [3] ABNT, “Transformadores de potência - Parte 9: Recebimento, armazenagem, instalação e manutenção de transformadores e reatores de potência imersos em líquido isolante,” *ABNT NBR 5356-9:2016*, p. 23, 2016.
- [4] ABNT, “Transformadores de potência - Parte 1: Generalidades.” *NBR 5356-1:2007*, p. 95, 2011.
- [5] A. Bossi, J. E. Dind, J. M. Frisson, U. Khoudiakov, H. F. Light, and E. Al., “An International Survey of Failures in Large Power Transformers in Service,” *Final report of the CIGRE Working Group 12.05, Electra*, no. 88. pp. 21–48, 1983.
- [6] WG A2.37 Report, “Transformer Reliability Survey : Interim Report Members,” *Electra*, no. 261, pp. 46–49, 2012.
- [7] ABNT, “Confiabilidade e manutenibilidade - Terminologia”, *ABNT NBR 5462:1994*, p. 37, 1994.
- [8] M. Milasch, *Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante*, 5ª Edição. Florianópolis SC: Edgard Blucher, 1998.
- [9] J. P. G. de A. José Carlos de Oliveira , João Roberto Cogo, *Transformadores Teoria e Ensaios*, 1ª. São Paulo: Edgard Blucher, 1984.
- [10] ABNT, “Transformadores de potência - Parte 2: Aquecimento,” *ABNT NBR 5356-2:2007*, p. 23, 2007.
- [11] ABNT, “Transformadores de potência - Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar,” *ABNT NBR 5356-3:2007*, p. 44, 2014.
- [12] ABNT, “Transformadores de potência Parte 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores,” *ABNT NBR 5356-4:2007*, p. 39, 2007.
- [13] Grupo de Trabalho Conjunto and B3/B5/A2, “Transformadores Imersos em Líquidos Isolantes Guia de Manutenção Centrada na Confiabilidade,” *CIGRE Bras.*, p. 117, 2007.
- [14] IEEE, “IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers,” *IEEE Std C57.104-2008*, pp. 1–36, 2008.
- [15] IEC, “IEC Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis,” *IEC 60599*, p. 78, 2015.
- [16] IEEE, “IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers,” *IEEE Std C57.104-2019*, vol. 2019, pp. 0–97, 2019.
- [17] N. A. Muhamad, B. T. Phung, T. R. Blackburn, and K. X. Lai, “Comparative study and analysis of DGA methods for transformer mineral oil,” *2007 IEEE Lausanne*

- POWERTECH, Proc.*, no. June 2014, pp. 45–50, 2007.
- [18] J. T. Sarria Arias and N. A. Guerrero, “Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia,” *Rev. Fac. Ing. Dist. "Francisco José Caldas*, vol. 23, no. 36, pp. 105–122, 2014.
- [19] ABNT, “Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço,” *ABNT NBR 7274:2012*, p.18, 2012.
- [20] M. Duval, “The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 24, no. 6, pp. 22–29, 2008.
- [21] M. Duval, “A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 18, no. 3, pp. 8–17, 2002.
- [22] Joint Task force D1.01/ A2.11 of CIGRE, “Recent Developments in DGA Intrepretation,” *CIGRE Broch.*, no. #296, 2006.
- [23] M. Duval, “New frontiers of DGA interpretation for power transformers and their accessories Risk of Failure of Transformers,” *SEEI*, pp. 1–8, 2012.
- [24] I. Höhleln, “Unusual cases of gassing in transformers in service,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 22, no. 1, pp. 24–27, 2006.
- [25] M. Duval and L. Lamarre, “The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 30, no. 6, pp. 9–12, 2014.
- [26] R. K. Mobley, *Root cause failure analysis*, vol. 53, no. 9. 1999.
- [27] T. Bjørn, Andersen; Fagerhaug, *Root cause analysis: simplified tools and techniques*, 2nd ed., vol. 22, no. 1. Milwaukee: William A. Tony, 2006.
- [28] J. J. Rooney and L. N. Van den Heuvel, “Root Cause Analysis for Beginners,” *Qual. Prog.*, no. July, pp. 45–53, 2004.
- [29] L. Vanden Heuvel, D. Lorenzo, L. Jackson, W. Hanson, J. Rooney, and D. Walker, *Root Cause Analysis Handbook*. 2008.
- [30] D. L. Ransom, “A Practical Guideline For a Successful Root Cause Failure Analysis,” *Proc. 36th Turbomach. Symp.*, pp. 149–155, 2007.
- [31] H. A. Antunes, “Metodologia de Acompanhamento e Identificação de Falhas em Transformadores de Potência,” in *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications*, 2018, pp. 92–98.
- [32] R. Bechara, “Análise de falhas de transformadores de potência,” *Diss. apresentada à Esc. Politécnica da Univ. São Paulo*, p. 118, 2010.
- [33] ASTM, “ASTM D130 - Método de ensaio padrão para Corrosividade ao cobre de derivados de petróleo pelo ensaio da lâmina de cobre,” 2019.

ANEXO A – Declaração de uso de Programa computacional

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS

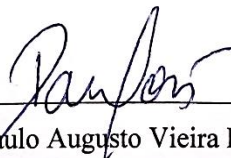
Declaro para os devidos fins que a ArcelorMittal Tubarão, em seu Departamento de Engenharia e Implementação de Projetos, na Área Engenharia Elétrica e Eletrônica faz uso do software MAIFT, para interpretação de diagnósticos através Análise de Gases Dissolvidos em óleo isolante de transformadores.

O Software foi desenvolvido em trabalho acadêmico realizado por **Harison Araujo Antunes**, orientado pelos Professores:

Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto
Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

Prof. Dr. Pablo Rodrigues Muniz
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Espírito Santo – IFES

Durante elaboração de estudos de trabalho de mestrado aplicado a equipamentos e ao sistema de manutenção preditiva da ArcelorMittal Tubarão.



Paulo Augusto Vieira Loss

Gerente de Área – IEME Engenharia Elétrica e Eletrônica

Paulo Augusto Vieira Loss
Gerência de área de Engenharia
de manutenção Elétrica
IEME - Matr.: 30010840