

2 MANUTENÇÃO PREDITIVA DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Este capítulo tem o objetivo de posicionar o leitor sobre a manutenção preditiva de transformadores, objetivos e expectativas de resultados.

Para tal, será abordada a manutenção preditiva de transformadores, citando as diversas categorias de manutenção atualmente vigentes e amplamente estudadas para o desenvolvimento de uma metodologia em um sistema de manutenção.

Será realizada uma análise dos transformadores de potência existentes, tipos de óleos disponíveis e os melhores métodos e práticas de manutenção para diagnosticar falhas e reduzir os desperdícios.

2.1 Metodologias de Manutenção

Este capítulo cita as metodologias de manutenção vigentes, analisando as características individuais de cada uma, com ênfase na manutenção preditiva.

Sendo assim, deve-se analisar qual o procedimento mais adequado, adaptável e financeiramente mais viável a ser adotado pela empresa.

Devido ao atual cenário industrial, se verifica um modelo de desenvolvimento contínuo que tem contribuído para o aumento da competitividade entre as empresas inseridas neste contexto. Para manter esta competitividade, as empresas buscam minimizar os seus custos de manutenção, o que revela uma necessidade de inovar e aperfeiçoar seus respectivos recursos.

A manutenção é o ato de manter um instrumento em perfeitas condições de uso, de acordo com normas pré-estabelecidas em função da utilização do mesmo. Pode-se classificá-la basicamente em: preventiva e corretiva. A exatidão e a qualidade das medições estão ligadas à manutenção periódica do instrumento, o que irá garantir seu perfeito desempenho e eficiência.

A gestão dos recursos disponíveis afeta diretamente a disponibilidade e a qualidade de qualquer planta, de tal forma que o sucesso ou fracasso dependerá de uma perfeita gestão da manutenção. A manutenção desempenha um papel importante e decisivo para atingir níveis excelentes de qualidade e

disponibilidade. Ou seja, para que uma planta assegure os resultados para a qual foi projetada, é extremamente necessário que os seus ativos como equipamentos e máquinas sejam mantidos em boas condições de funcionamento. Para isto, torna-se necessário que sejam efetuados reparos, inspeções de rotina e preventivas e se necessário à substituição de equipamentos ou peças, reparos, trocas de óleo, limpezas, correções de defeitos, pinturas etc. Estes conjuntos de ações formam o leque de atividades da função manutenção.

2.1.1 Evolução Histórica da Função Manutenção

A manutenção, embora não evidente, sempre foi presente no cotidiano, e começou a ser conhecida por esse nome por volta do século XVI na Europa Central, juntamente com o surgimento do relógio mecânico, quando surgiram os primeiros técnicos em montagem e assistência técnica.

Foi observado um crescimento ao longo da Revolução Industrial e firmou-se, como necessidade absoluta, na Segunda Guerra Mundial.

No princípio da reconstrução pós-guerra, Inglaterra, Alemanha, Itália e principalmente o Japão alicerçaram seu desempenho industrial nas bases da engenharia e manutenção.

Nos últimos vinte anos este contexto gerou preocupação dos técnicos e empresários para o desenvolvimento de técnicas específicas que possibilitem a melhoria do complexo sistema Homem/Máquina/Serviço.

2.1.2 Conceitos e Objetivos da Manutenção

Pode-se entender manutenção como o conjunto de cuidados técnicos indispensáveis ao funcionamento regular e permanente de máquinas, equipamentos, ferramentas e instalações.

Esses cuidados envolvem a conservação, adequação, restauração, substituição, e prevenção.

De modo geral, a manutenção em uma instalação tem como objetivo manter equipamentos e máquinas em condições de pleno funcionamento para garantir a produção normal e a qualidade final dos produtos, prevenindo possíveis falhas ou quebras de suas máquinas.

Alcançar esses objetivos requer manutenção diária em serviços de rotina e reparos periódicos programados.

A manutenção ideal de uma máquina é a que permite alta disponibilidade para a produção durante todo o tempo em que ela estiver em serviço e a um custo adequado.

2.1.3 Principais Diferenças entre os Sistemas de Manutenção Disponíveis

A gestão da manutenção é como um pilar estratégico para as empresas, onde a definição e aplicação de ferramentas de gerenciamento como TPM - Manutenção Produtiva Total (*Total Productive Maintenance*), RCM - Manutenção Centrada em Confiabilidade (*Reliability Centered Maintenance*) ganham destaque neste processo, medindo a confiabilidade no sistema.

Após essa primeira análise, será demonstrado um exemplo real de análise de óleo de transformadores de potência utilizando-se a metodologia da manutenção preditiva, o que proporciona o melhor resultado levando-se em consideração vários fatores e demonstrando como obter melhores resultados.

Os sistemas de manutenção possuem suas características próprias e formas de análise com base em dados disponíveis obtidos por meio de monitoramentos ou diagnósticos de seus sistemas ou equipamentos.

Abaixo indicam-se as principais diferenças entre as manutenções praticadas, sendo logo em seguida, será detalhada a manutenção preditiva, foco desta dissertação.

- **Manutenção Corretiva:** tem por princípio a correção de um determinado problema. Não há análise prévia, monitoramento ou diagnóstico do sistema, apenas a correção do item danificado. Pode ser Curativa ou Paliativa;
- **Manutenção Periódica:** é realizada em intervalos de tempo pré determinados ou de acordo com critérios e procedimentos prescritos pela equipe de manutenção ou pelo próprio fabricante, com o objetivo de reduzir a probabilidade de avaria em um equipamento. Pode ser Sistemática e Condicionada;
- **Manutenção Preditiva:** é realizada com base em análises de dados obtidos durante o monitoramento do equipamento ou sistema, indicando o problema de forma a permitir que a equipe entre em ação previamente;
- **Manutenção Preventiva:** tem o objetivo de evitar falhas no sistema utilizando para tal, procedimentos elaborados com base em dados

históricos e experiências da equipe que participa da elaboração e revisão contínua dos procedimentos;

- **Produtiva:** tem foco na produção do equipamento, ganho de escala, melhoria da eficiência, deve-se avaliar se é interessante ou não.

2.1.4 Manutenção Preditiva

Manutenção Preditiva é a atuação realizada com base em parâmetros de condição ou desempenho do equipamento, cujo acompanhamento obedece a uma sistemática. A manutenção preditiva pode ser comparada a uma inspeção sistemática para o acompanhamento das condições dos equipamentos.

Quando é necessária a intervenção da manutenção no equipamento, está-se realizando uma manutenção corretiva planejada.

Manutenção preditiva é conhecida também como manutenção sob condição ou manutenção com base no estado do equipamento (*Condition Based Maintenance*).

O termo associado à manutenção preditiva é o de *predizer*. Esse é o grande objetivo da manutenção preditiva: Predizer (ou prever e prevenir) as falhas nos equipamentos ou sistemas por meio do acompanhamento de diversos parâmetros, permitindo a operação contínua pelo maior tempo possível. Ou seja, a manutenção preditiva privilegia a disponibilidade à medida que não promove intervenções nos equipamentos em operação.

Além disso, a intervenção só é decidida quando os parâmetros acompanhados indiquem sua real necessidade, ao contrário da manutenção preventiva, que pressupõe a retirada do equipamento de operação com base no tempo de operação.

Quando o grau de degradação se aproxima ou atinge o limite previamente estabelecido, é tomada a decisão de intervenção. Isto permite uma preparação prévia do serviço, além de outras decisões relacionadas com a produção.

2.1.5 Especificando a Manutenção Preditiva

A manutenção preditiva é uma técnica que consiste em acompanhar, periodicamente, as características e propriedades dos diversos componentes de um sistema e proceder a uma intervenção quando verificado que se encontra na iminência de falhar (Nepomuceno, 1999).

A manutenção preditiva utiliza métodos de monitoramento com o objetivo de auxiliar a tomada de decisão sobre o que deve ser feito para assegurar que qualquer ativo físico, sistema individual ou processo, atenda às expectativas previamente definidas. O que os usuários esperam de seus bens físicos é definido em termos de parâmetros de desempenho primário, tais como quantidade de saída, velocidade, limites de calibração e posicionamento.

O princípio básico da manutenção preditiva é a eliminação total das perdas. Em um dos processos de definição de manutenção preditiva, é necessário que se tenha em mente sete perguntas sobre cada um dos itens em revisão ou sob análise crítica, como a seguir:

- Quais são as funções e padrões de desempenho de um ativo no seu contexto presente de operação?
- De que modo ele falha em cumprir suas funções?
- O que causa cada falha funcional?
- O que acontece quando ocorre cada falha?
- De que forma cada falha importa?
- O que pode ser feito para prever ou prevenir cada falha?
- O que deve ser feito se não for encontrada uma tarefa pró-ativa apropriada?

A manutenção preditiva define o que os usuários desejam em termos de risco (quanto à segurança e integridade ambiental), qualidade (precisão, exatidão, consistência e estabilidade), controle, economia e outros aspectos funcionais relevantes.

2.1.6 Etapas do Processo de Implantação da Manutenção Preditiva

Cada tarefa de um programa de manutenção programada é gerada a partir da avaliação das consequências das falhas funcionais do sistema, seguindo o exame explícito da relação entre cada tarefa e as características de confiabilidade dos modos de falha do equipamento para determinar se a tarefa é:

- Essencial do ponto de vista ambiental e de segurança;
- Desejável do ponto de vista do custo benefício.

No conceito de manutenção preditiva, não se encontra um programa completo de manutenção; no entanto, esta modalidade adiciona uma valiosa colaboração que é imprescindível em qualquer programa de gestão de manutenção, visto que a proposta da manutenção preditiva é efetuar o monitoramento regular das condições mecânicas, eletro-eletrônicas,

pneumáticas, eletro-hidráulicas e elétricas dos equipamentos e instalações e, ainda, monitorar o rendimento operacional de equipamentos e instalações quanto a seus processos.

Como resultado desse monitoramento, tem-se a maximização dos intervalos entre reparos por quebras (manutenção corretiva) e reparos programados (manutenção preventiva), bem como a maximização do rendimento no processo produtivo, visto que equipamentos e instalações estarão disponíveis o maior tempo possível para operação.

Outra importante contribuição da manutenção preditiva refere-se às características de produtos e processos que podem ser monitorados por meio de parâmetros específicos de equipamentos ou instalações.

2.2 Transformadores

Transformadores são equipamentos compostos por um núcleo magnético de pequena relutância, com lâminas de ferro e papel isolante que compõem seus entreferrros, sendo considerados como equipamentos caros e críticos em uma usina ou subestação e justificando os esforços empregados com o objetivo de garantir seu bom funcionamento no que se refere a evitar possíveis falhas, faltas que venham a por em risco ou tirar de operação a unidade.

O transformador é um dos equipamentos chave dos sistemas de potência e o seu estado de operação está diretamente relacionado com a confiabilidade e estabilidade dos sistemas de potência (Wensheng, 1998).

Esses transformadores são projetados com elevada vida útil, em torno de 30 anos (Bianchi, 2000), mas através de procedimentos corretos de operação e manutenção, podem chegar a até 50 anos (Bianchi, 2000; Graine & Fletcher, 1994).

O custo causado por uma eventual falha de um transformador de potência é orçado frequentemente em milhões de dólares, devido à interrupção do sistema elétrico de potência, sem considerar os valores associados com o reparo ou substituição do equipamento (Cardoso, 2005).

Transformadores de potência acima de 20 kVA e tensão acima de 6 kV são construídos de maneira a trabalhar imersos em óleos isolantes. O óleo é usado com o objetivo de atender a duas finalidades: garantir um perfeito isolamento entre os componentes do transformador; e dissipar para o exterior o calor proveniente dos enrolamentos e do núcleo causado pelo efeito Joule. Faltas ocorrentes no comutador de tapes do transformador podem causar mau

contato, elevar a temperatura interna e gerar corrosão da superfície dos contatos.

2.2.1 Resfriamento dos Transformadores

A imobilidade dos componentes prejudica a dispersão de calor e causa perdas no cobre e no ferro elevando a oxidação e causando falhas.

A refrigeração interna realizada por líquido é mais eficaz do que o ar, uma vez que o óleo possui capacidade térmica elevada. O uso do óleo também interfere na dimensão do transformador, pois é bom isolante.

Sendo assim, o óleo deve ser escolhido de forma a cumprir as condições de isolante e dissipador, devendo ser testado para garantir boas condições de trabalho.

A manutenção preditiva prevê a análise do óleo de transformadores, uma vez que a temperatura e os gases gerados internamente indicam muito sobre possíveis falhas. Isso garante o correto gerenciamento e confiabilidade do sistema. A análise do óleo não necessita de desligamento do equipamento para ser realizada podendo ser realizada *on line* ou *off line*, cada uma com suas características, vantagens, riscos e confiabilidade associadas. A Figura 1 demonstra como é formado o interior de um transformador. A Figura 2 é uma foto de um transformador de potência.

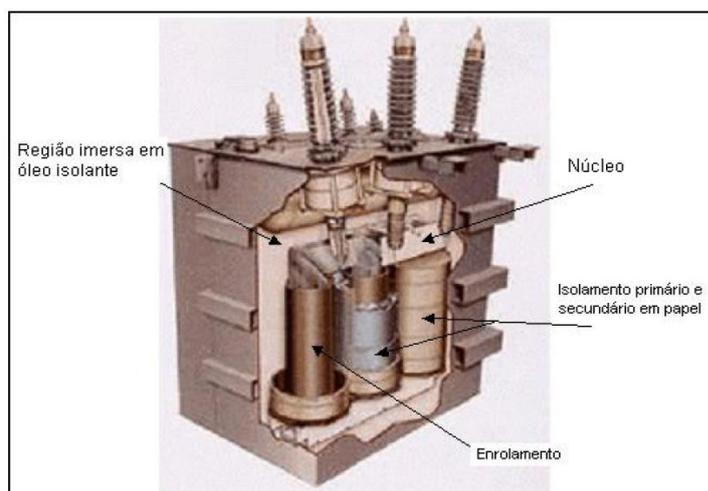


Figura 1- Exemplo do Interior de um Transformador de Potência

(Cardoso, 2005)



Figura 2 – Transformador de Potência (Benedet, 2008)

2.2.2 Efeitos Térmicos em Transformadores de Potência

As perdas no cobre devido ao carregamento e as perdas no ferro devido às correntes de Foucault são, de uma forma geral, associadas às fontes de calor no interior do transformador, o que como consequência aumenta a temperatura interna. Visto de um outro ângulo, o aquecimento do transformador diminui o rendimento e a vida útil do isolamento (Jesus, et al., 2006).

Desta forma, quanto maiores forem as perdas no transformador, maior será o aquecimento e menor será o rendimento. Com isso, podem-se estabelecer procedimentos que limitem a potência fornecida pelo equipamento, ou seja, a capacidade de carga do transformador está intrinsecamente ligada aos níveis de temperatura interna (Jesus, et al., 2006).

2.2.3 Óleo Utilizado para Refrigeração dos Transformadores

Os principais isolantes utilizados na construção dos transformadores de potência são o óleo mineral isolante de origem parafínico ou naftênico e o papel (celulose), sendo o papel kraft o mais utilizado (Alves & Silva, 2006).

A quantidade média de anéis de glicose interligados nesta cadeia de celulose é denominada Grau de Polimerização Molecular (Alves & Silva, 2006). Como o comprimento destas moléculas é o que garante a resistência mecânica de um material à base de celulose, o grau de polimerização do material dá uma medida indireta de suas características mecânicas, como por exemplo, a

resistência à tração, o que pode ser associado à vida útil do material e, portanto à do isolamento do transformador (Kachler & Hohlein, 2005).

A degradação da celulose é, portanto, a diminuição do comprimento das cadeias de monômeros, assim como pelo estado de cada cadeia. Três mecanismos podem contribuir para a degradação destas cadeias na celulose empregada em sistemas isolantes de transformadores de potência e equipamentos similares (Alves & Silva, 2006):

1. Hidrólise;
2. Oxidação;
3. Pirólise.

Apesar dos três mecanismos estarem inter-relacionados, e interferirem neste processo de envelhecimento, é a pirólise que está diretamente relacionada com a degradação térmica da celulose. O calor extremo leva à carbonização das fibras de celulose. Já o calor em níveis moderados, como normalmente ocorre em transformadores, causa a quebra dos monômeros individuais na cadeia de celulose, formando um resíduo sólido e liberando monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) e água (H₂O) (Alves & Silva, 2006; Kachler & Hohlein, 2005).

Em um transformador a temperatura não se distribui de forma uniforme, sendo a análise dos efeitos do calor na deterioração da celulose feita considerando a temperatura do ponto mais quente (*hottest spot*), pois é nesse local que ocorrerá a deterioração, localizado na parte superior do enrolamento (Alves & Silva, 2006; Kachler & Hohlein, 2005).

2.2.4 Decomposição do Óleo Mineral

Os óleos minerais utilizados em transformadores apresentam em sua composição um conjunto de hidrocarbonetos. O processo de decomposição destes hidrocarbonetos devido a esforços térmicos e elétricos é muito complexo e apresenta como produto a formação de hidrogênio ativo e fragmentos instáveis de hidrocarbonetos, sendo para tanto necessário que algumas ligações químicas do tipo H-C ou C-C sejam quebradas. Esses radicais livres podem se combinar para formar gases (hidrogênio molecular, metano, etano), e até mesmo podem se recombinar e formar novas moléculas estáveis.

Outro problema que pode ser associado aos hidrocarbonetos instáveis é o processo de oxidação do óleo que tem início quando o oxigênio presente no

interior dos transformadores reage com tais radicais livres (Lima, 2006; Milasch, 1984; Kachler & Hohlein, 2005).

Essas reações se processam na presença de catalisadores, como cobre e ferro, e apresentam um caráter estocástico (Lima, 2006; Zirbes, et al., 2005). Portanto, não é possível prever o processo de decomposição de tais hidrocarbonetos simplesmente utilizando a teoria cinética das reações químicas. Uma alternativa para descrever esse fenômeno é assumir que todos os hidrocarbonetos do óleo são decompostos nos mesmos produtos, e que estes estão em equilíbrio entre si.

Este modelo termodinâmico foi proposto por Halstead (1973), e permite calcular a pressão parcial de cada gás em função da temperatura. De acordo com esse modelo, a taxa de geração de cada gás pode ser calculada a qualquer temperatura, portanto uma dada distribuição de concentração de gases está associada a uma determinada falha característica (temperatura e duração da falha). Este modelo apresenta algumas limitações, pois assume uma condição idealizada de equilíbrio isotérmico na região da falha, e ainda não é possível identificar claramente a característica de formação dos gases quando duas ou mais falhas ocorrem simultaneamente no interior de um transformador (IEEE, 1991).

Os principais gases formados a partir da decomposição do óleo mineral de transformadores submetidos a falhas incipientes são (Lima, 2006; Zirbes, et al., 2005).

Combustíveis: hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4), acetileno (C_2H_2), monóxido de carbono (CO);

Não-combustíveis: dióxido de carbono (CO_2);

Outros gases não-combustíveis, tais como oxigênio (O_2) e nitrogênio (N_2), ou hidrocarbonetos como C_3 e C_4 , também podem encontrar-se dissolvidos no óleo. No entanto, por não serem produtos relevantes da deterioração do óleo, um diagnóstico satisfatório pode ser estabelecido sem levá-los em consideração (ABNT, 1982; Milasch, 1984).

A Figura 3 apresenta graficamente a relação entre os gases gerados e a temperatura na vizinhança de uma falha (Lima, 2006). Como pode ser observado, a quantidade de hidrogênio gerado é relativamente grande mesmo para baixas temperaturas, e praticamente insensível a variações desta. Por sua vez, a formação de acetileno (C_2H_2) torna-se apreciável somente quando a falha leva à produção de pontos quentes de temperatura muito elevada (>1000 °C).

Portanto, a presença de acetileno está, em geral, associada a falhas de descargas de alta energia (arcos elétricos).

O isolamento é formado por papel celulósico e óleo isolante que possui seu processo natural de degradação de acordo com o envelhecimento. A figura 3 indica a decomposição em relação a pressão, temperatura e concentração dos gases para os tipos de óleos isolantes disponíveis no mercado.

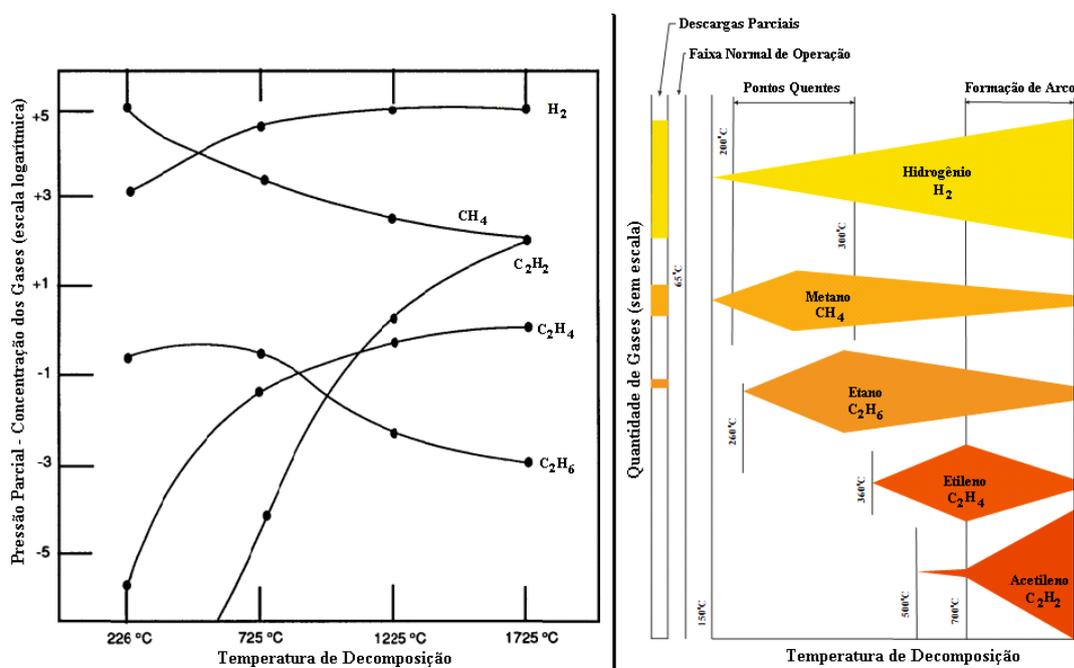


Figura 3 – Formação dos Gases em Função da Temperatura de Decomposição. a) Pressão x Temperatura b) Concentração dos Gases x Temperatura (Lima, 2006)

2.2.5 Análise de Óleo dos Transformadores

Os óleos de transformadores têm finalidade dielétrica e refrigerante, revestem internamente os transformadores, possibilitando durante um ensaio físico-químico a identificação de problemas existentes evitando falhas. Enquanto material dielétrico, o óleo atua como isolante, evitando a formação de arcos elétricos no núcleo do transformador. Na função refrigerante serve como meio de dissipação do calor gerado pela operação do equipamento.

O óleo mineral é um dos isolantes líquidos mais utilizados e é obtido da destilação do petróleo, onde se retiram as impurezas como ácidos, álcalis e o enxofre. Dentre os óleos mais comuns disponíveis estão o naftênico, o parafínico e o aromático. Abaixo serão citadas as principais características de cada óleo:

- Naftênico: reúne as melhores propriedades como líquido isolante, atualmente corresponde a 4% das reservas mundiais de petróleo, por isso vem sendo substituído pelo parafínico;
- Parafínico: devido à escassez do óleo naftênico, foram desenvolvidos aditivos com o objetivo de melhorar as características deste tipo de óleo, sendo que isso influenciou a fluidez evitando o congelamento. Com esta propriedade em particular, atualmente esse óleo está sendo utilizado em larga escala na Europa e América do Norte para nível de tensão até 500kV.

Além do óleo mineral, há o ascarel que possui todas as características dos óleos minerais sem ser inflamável. Sendo assim, em locais que necessitem de cuidados especiais é recomendável o uso deste tipo de líquido. Outra vantagem é o tempo de vida útil que é maior que a do óleo mineral. Esse tipo de óleo é amplamente utilizado em transformadores em função de seu alto ponto de fulgor, porém no Brasil sua comercialização, incineração e derramamento diretamente no chão estão proibidas.

A composição química do óleo mineral é basicamente uma mistura de hidrocarbonetos em sua maioria, e de não hidrocarbonetos, também chamados de heterocompostos, em pequena proporção. Estima-se em cerca de 2900 o número de compostos existentes no óleo isolante (Milasch, 1984).

Tendo em vista a presença de um elevado número de componentes em diferentes quantidades em sua composição, a caracterização de um óleo mineral para a utilização como isolante não é feita pela composição da mistura do mesmo, mas por uma série de parâmetros físico-químicos, os quais são afetados pela composição e por apresentarem reflexos em sua utilização. Assim, o estabelecimento de limites para esses parâmetros tem como objetivo alcançar uma uniformidade de comportamento como isolante e referenciais de qualidade para a sua utilização (Zirbes, 2003).

Durante a análise das características do óleo são realizados diversos ensaios com o objetivo de verificar as condições reais de operação do transformador. Dentre os diversos ensaios, é possível citar rigidez dielétrica, teor de água, fator de potência, tensão interfacial, índice de neutralização, quantidade de água em PPM, ponto de fulgor, densidade, acidez, análise dos gases dissolvidos em óleo, entre outros. Por meio do índice de cada ensaio é possível indicar um tipo provável de dano associando a um tipo de falha.

Essa técnica é considerada extremamente útil e eficiente, uma vez que os danos causados em equipamentos elétricos imersos no óleo isolante se processam de forma lenta, progressiva e anunciada.

Outro inconveniente do óleo mineral é o fato de acumular umidade e sofrer oxidação, modificando suas características físicas e interferindo nas características dielétricas. Com isso, é necessário o monitoramento para averiguar as condições de operação deste líquido.

Dentre os diversos ensaios efetuados, a análise de gases dissolvidos no óleo mineral (DGA) é um dos métodos disponíveis e utilizados para determinar falhas incipientes no isolamento do transformador. Essa metodologia foi exaustivamente estudada e está descrita pela ABNT e disponível em diversas literaturas.

Vários fatores podem afetar os resultados típicos dos gases, dentre eles: tipo de equipamento, fabricante, tensão, idade, tamanho, condições operacionais, tipo do óleo, utilização ou não do papel como isolante.

As principais propriedades físicas consideradas na análise do óleo isolante de transformadores são:

- **Cor – MB-351:** O óleo novo tem uma cor amarelo-pálido transparente. A cor muda e escurece à medida que o óleo envelhece, se deteriora ou é contaminando;
- **Ponto de Fulgor – NBR-11341:** É a menor temperatura para que o óleo aquecido libere vapores inflamáveis, sendo identificados pela formação de um lampejo quando em presença de uma chama;
- **Ponto de Fluidez – NBR-11349:** É a temperatura mais baixa na qual o óleo, em condições estabelecidas, escoar. Serve mais para identificar o tipo de óleo;
- **Densidade – NBR-7148:** A densidade do óleo gira em torno de 0,9 na temperatura de 15°C. Em temperaturas abaixo de zero grau, é possível a formação de gelo causando curto circuito;
- **Viscosidade – NBR-5778:** É a resistência que o óleo oferece ao escoamento contínuo sem turbulência, inércia ou outras forças. A quantidade de calor que o óleo é capaz de transferir, por hora, do transformador para o meio ambiente depende desta propriedade. Possui importância na determinação do tipo de óleo;
- **Ponto de Anilina MB-290:** É a temperatura em que há a separação da anilina de uma mistura de anilina e óleo. O ponto de anilina está de certa forma relacionado com a propriedade de

dissolver materiais com os quais entra em contato e com seu conteúdo aromático;

- **Tensão Interfacial – NBR-6234:** Na superfície de separação entre o óleo e a água forma-se uma força de atração entre as moléculas dos dois líquidos que é chamada de tensão interfacial, sendo medida em N/m. Uma diminuição da tensão interfacial indica, com bastante antecedência, o início da deterioração do óleo;
- **Teor de Água no Óleo – NBR-10710:** A água pode existir no óleo sob a forma dissolvida, em suspensão (não dissolvida) ou livre (depositada). A quantidade de água em solução no óleo depende da temperatura e do grau de refino. Quanto mais alta a temperatura, maior a quantidade de água dissolvida no óleo, e quanto mais bem refinado for o óleo, menor será a solubilidade da água;
- **Fator de Dissipação a 100°C – NBR 12133:** Ensaio empregado como indicativo de contaminantes solúveis no óleo isolante; deve ser avaliado como comparativo em relação aos resultados anteriores;
- **Índice de Neutralização – NBR 14248:** Ensaio empregado para quantificar a presença de contaminantes polares ácidos, normalmente produtos de oxidação do óleo isolante.

Por meio das análises físico-químicas acima citadas é possível controlar a qualidade do óleo e determinar a existência de falha nos equipamentos.

Os testes de Tensão Interfacial, Teor de Água, Índice de Neutralização e Rigidez Dielétrica são usados como referencial para indicar o momento em que o óleo deve ser substituído ou regenerado.

2.2.6 Propriedades Elétricas Encontradas no Óleo de Transformadores

As principais propriedades elétricas consideradas na análise do óleo isolante são:

- **Rigidez Dielétrica:** é a tensão alternada na qual ocorre a descarga disruptiva na camada de óleo situada entre dois eletrodos e em condições perfeitamente determinadas. A rigidez dielétrica do óleo é pouco afetada pela água nele dissolvida. Por outro lado, a água

livre em suspensão no óleo diminui acentuadamente sua rigidez dielétrica, sendo que em um óleo deteriorado, a água livre tem maior possibilidade de ficar em suspensão que no óleo novo. Outro fator que contribui para a redução da rigidez dielétrica são as partículas sólidas em suspensão (fibras celulósicas, carvão, poeira, etc.) Dois métodos são utilizados para indicar a rigidez dielétrica: o de discos (NBR 6869 e ASTM-D877) e o de esferas (ASTM-D1816). Quanto mais alta a rigidez dielétrica maior a capacidade do óleo de resistir a esforços elétricos sem falhar;

- **Fator de Potência:** o fator de potência do óleo mineral isolante é igual ao cosseno do ângulo de fase ou o seno do ângulo de perdas do mesmo. Este aumenta de valor na medida em que a deterioração do óleo progride. O fator de potência indica a quantidade de corrente que flui pelo óleo, sendo uma medida de sua contaminação ou deterioração, por água, oxidações, partículas em suspensão, outros;
- **Índice de Acidez:** A formação de acidez inicia-se logo após o óleo ser colocado no tanque do transformador. O efeito de agitação, produzido pela vibração eletromagnética, pancadas e especialmente o calor, aceleram a deterioração, e as partículas de água contribuem para a oxidação e formação de ácidos. Está associada à formação de borra que tende a formar peróxidos que atacam a celulose.

Dependendo da energia envolvida, da sua localização, da ocorrência intermitente ou contínua, cada tipo de falha afeta o óleo ou papel de uma forma diferente, gerando quantidades relativas características de gases dissolvidos (Dukarm, 1993).

Efeito Corona ocorre quando um forte campo elétrico associado com um condutor de alta tensão ioniza o ar próximo ao condutor. Também libera partículas de O_2 e produz oxigênio tri atômico (O_3 , ozônio) um gás corrosivo que destrói equipamentos de linhas de potência e coloca em perigo a saúde humana (Campos, 2005). Esse efeito comumente produz hidrogênio no óleo ou na celulose. Uma pequena elevação de temperatura do óleo isolante ($400^\circ C$) gera metano e etano e uma alta elevação de temperatura (500 a $1200^\circ C$) produz etileno e hidrogênio, bem como metano e etano. Acetileno somente é gerado a

elevadas temperaturas 1800°C que ocorrem na presença de um arco elétrico. A degradação da celulose a baixa temperatura produz dióxido de carbono e em alta temperatura gera monóxido de carbono. Descargas elétricas de baixa energia criam hidrogênio e metano, com poucas quantidades de etano e etileno (Saha, 2003).

A operação de transformadores com grande quantidade de gases combustíveis não é uma condição normal, mas pode acontecer, desde que investigados e avaliados os possíveis riscos desta operação (IEEE, 1991).

Os gases gerados nos transformadores permanecem no óleo isolante, conforme uma concentração definida em função da pressão e da temperatura do mesmo, conforme demonstrado na Tabela 1, que apresenta os valores de solubilidade volume a volume dos gases no óleo isolante de transformadores a 101 kPa e 25°C.

Tabela 1 - Concentração de solubilização de gases (Messias, 1993)

Gases	Concentração de Solubilização
Hidrogênio (H ₂)	7,0 % volume
Nitrogênio (N ₂)	8,6 % volume
Monóxido de carbono (CO)	9,0 % volume
Oxigênio (O ₂)	16,0 % volume
Metano (CH ₄)	30 % volume
Dióxido de carbono (CO ₂)	120 % volume
Etano (C ₂ H ₆)	280 % volume
Etileno (C ₂ H ₄)	280 % volume
Acetileno (C ₂ H ₂)	400 % volume

Com o incremento da temperatura do óleo, alguns gases chegam a aumentar sua concentração de solubilização, como o hidrogênio, o monóxido de carbono e o oxigênio; por sua vez, outros gases como o metano, o acetileno, o dióxido de carbono, o etileno e o etano diminuem a solubilidade (Castillo, 2003).

2.2.7 Procedimentos de Detecção e Análise dos Gases

Conforme citado no IEEE, do ponto de vista operacional, os procedimentos de detecção e análise dos gases combustíveis devem seguir as seguintes prioridades:

- **Detecção:** detectar a geração de algum gás que exceda as quantidades consideradas “normais” e utilizar critérios apropriados

que possam identificar as possíveis anormalidades que porventura estejam ocorrendo;

- **Avaliação:** avaliar a confiabilidade de operação do transformador, usando um conjunto de critérios ou recomendações;
- **Ação:** recomendar ação, que vai desde a confirmação da existência da falha com análise suplementar, redução da carga, ou até mesmo a retirada da unidade de serviço.

Existem duas maneiras de detectar os gases dissolvidos em óleo isolante, a primeira, e mais utilizada, trata-se da análise de maneira *off-line*, na qual uma amostra do óleo é extraída do transformador e enviada para a análise em laboratório. A segunda constitui-se no monitoramento *on-line*, onde o equipamento de monitoramento é instalado no sistema para medição da concentração de gases dissolvidos em óleo sendo conectados diretamente ao transformador. Após a leitura os resultados são processados continuamente em um software que identifica a quantidade de gases presentes no transformador indicando as possibilidades de falhas.

A avaliação dos dados obtidos deve ser realizada comparando os resultados atuais com os resultados obtidos anteriormente do mesmo equipamento, criando assim um banco de dados que permitirá a verificação, validação e variação do equipamento e da taxa de concentração e evolução de cada gás.

Após o estudo da taxa de evolução de cada gás, deve ser realizada uma análise mais criteriosa dos dados obtidos, primeiramente levando em conta as relações de gases encontrados, onde são estabelecidas faixas de valores prováveis para a ocorrência de determinados tipos de falha. Em seguida a análise deve levar em conta a formação do gás mais significativo para aquele tipo de falha, também chamado de gás-chave (Morais, 2004).

2.2.8 Fontes não Usuais de Geração de Gases

Algumas fontes externas contribuem para o aumento da concentração de gases dissolvidos no óleo, porém não são tão usuais. Dentre elas:

- Descargas parciais – normalmente as descargas parciais que ocorrem nos transformadores são pequenas, não possuindo energia suficiente para a geração de gases e a degradação do papel. Até o momento em que essas descargas parciais se

desenvolvem para modos mais severos ou mesmo arqueamento, quando passam a oferecer risco de possíveis efeitos negativos na isolação sólida;

- Contaminação por gases do comutador – uma das mais comuns fontes externas de contaminação do óleo, por se tratar de contaminação do óleo do tanque principal por óleo do comutador. Devem-se realizar comparações nas relações entre os gases com amostras do óleo do tanque principal e do comutador, identificando assim possíveis contaminações;
- Sobreaquecimento do óleo durante processamento – pode ser causado por deficiências no controle da temperatura do óleo das unidades de tratamento termo-vácuo ou mesmo devido a trincas no revestimento cerâmico das resistências de aquecimento. Com testes em amostra do óleo residual do equipamento é possível identificar o problema;
- Desorção de gases da isolação sólida – há estudos que comprovam que a celulose pode conter quantidades significativas de CO e CO₂ causando mudança na temperatura e resultando em variações na relação entre CO/CO₂.

A taxa de migração dos gases entre o óleo e a celulose pode mascarar a real concentração de gases do equipamento, especialmente se a unidade permaneceu fora de operação por algum tempo (Nunes, 2009).

Defeito no motor da bomba de óleo – faiscamento entre fases pode gerar aumento na quantidade de Acetileno, nesses casos o Etileno e o Metano também podem estar presentes.

- *Stray Gassing* – o monitoramento de transformadores vem sendo revisado com objetivo de identificar possíveis falhas evitando consequências mais graves. O *Stray Gassing* é um fenômeno que ocorre quando certos tipos de óleos minerais isolantes são aquecidos a temperaturas entre 100 a 120°C, nessa temperatura são produzidos Hidrogênio e Hidrocarbonetos em menor quantidade. Segundo Nunes, 2009, após certo tempo, a formação de gases cessa atingindo um platô. Após atingir o platô a degradação não é mais observada e não pode-se afirmar a relação entre a ocorrência de *stray gassing* e falhas em serviço.

2.3 Análise de Gases Dissolvidos (DGA)

Há diversos ensaios e métodos para determinar falhas em transformadores, sendo que um dos mais importantes é a análise de gases dissolvidos (DGA) que identifica falhas incipientes no isolamento do transformador.

A análise de gases dissolvidos em óleo (DGA) é uma técnica antiga e muito utilizada na identificação de falhas incipientes em equipamentos com isolamento a óleo.

Por meio da análise dos gases dissolvidos (DGA) no óleo isolante é possível avaliar a condição de operação do isolamento do equipamento, com a detecção de eventuais processos de falha que possam estar ocorrendo. A DGA é a técnica mais utilizada para monitorar o desempenho de transformadores de potência (Couderc, et al., 1996; Yang & Huang, 1998; Duval, 2002) assim como de 28 outros equipamentos elétricos como reatores, transformadores de corrente, transformadores de potencial e outros.

O descobrimento de falhas incipientes na isolação óleo/papel pelo método de DGA é baseado no fato de que a quebra da isolação líquida e sólida, sob condições térmicas e elétricas anormais, fornece uma variedade de substâncias voláteis e não voláteis resultantes da degradação, que podem evoluir a falhas nos equipamentos (Couderc, et al., 1996).

A DGA é importante porque, primeiramente, cada falha possível gera um ou mais gases. Estes surgem do consecutivo aumento da degradação do óleo adjacente à falha ou da isolação celulósica, e a DGA é capaz de avaliar vários tipos de gases, sendo portanto apta a identificar e diagnosticar vários tipos de falhas. Além disso, desde os estágios iniciais estes gases de falha se dissolvem no óleo e podem ser detectados em algum tempo subsequente em que uma amostra do óleo é levada a exame, e assim a DGA pode detectar falhas intermitentes. Também porque os gases de falha podem ser detectados com concentrações muito pequenas, pode-se dizer que a DGA é uma técnica muito sensível e apropriada para detectar falhas em estágios iniciais (Lapworth, 2002).

Tipicamente, a DGA é realizada através de cromatografia em fase gasosa, método tradicional, a qual fornece resultados admissíveis. Embora seja uma técnica aceitável, a cromatografia gasosa feita em laboratório tem dois inconvenientes: a distância entre o ponto de coleta da amostra e o laboratório, e o período de amostragem (Cavaco, 2003).

Esta disponível, no setor elétrico, a obtenção do diagnóstico por meio do monitoramento *on-line* dos gases dissolvidos no transformador. Porém, esta técnica requer um custo elevado e não são analisados todos os gases em um único cromatógrafo. Ocorre que cada cromatógrafo disponível no mercado possui uma membrana específica para análise de um determinado gás ou falha, sendo inviável manter diversos cromatógrafos para uma análise completa. Além do alto custo é inviável fisicamente a instalação de diversos cromatógrafos para monitoramento de um único transformador.

Com essa particularidade os monitoramentos *on-line* detectam, na linha do tempo, a possibilidade de uma determinada falha ocorrer. Porém a análise detalhada e segura é obtida por meio da análise *off-line*, onde a amostra do óleo é coletada e encaminhada a um laboratório credenciado e acreditado para efetuar tal procedimento.

No óleo são realizados diversos ensaios físico químicos tais como: rigidez dielétrica, teor de água, fator de potencial, tensão interfacial, ponto de fulgor, densidade, acidez e a análise de gases dissolvidos em óleo (Messias, 1993). Utilizando o monitoramento do óleo do transformador é possível prever situações de risco elevando a confiabilidade no equipamento e conseqüentemente no sistema como um todo.

Após o estudo da taxa de evolução de cada gás, deve ser realizada uma análise mais criteriosa dos dados obtidos, primeiramente levando em conta as relações de gases encontrados, onde são estabelecidas faixas de valores prováveis para a ocorrência de determinados tipos de falha. Em seguida a análise deve levar em conta a formação do gás mais significativo para aquele tipo de falha, também chamado de gás chave (Morais, 2004).

Existem vários métodos para realizar o diagnóstico de falhas incipientes no óleo de transformadores, a partir das relações entre os gases encontrados na detecção, sendo que os principais métodos disponíveis na literatura e reconhecido mundialmente são: método do Gás-chave, método de Rogers, método de Dörnenburg, método de Duval e o critério adotado pela a norma ABNT - NBR 7274/1982 proposto na IEC/IEEE.

2.3.1 Método do Gás-Chave

O método do gás-chave, recomendado pela IEEE C57.104, baseia-se na observação dos gases mais significativos e suas proporções para o diagnóstico de falhas de transformadores de potência. O gás mais significativo relativo a

cada falha é chamado de gás-chave. Os gases-chave referentes às principais falhas foram citados anteriormente nessa dissertação.

2.3.2 Método de Rogers

O método clássico de Rogers é baseado em quatro relações entre concentrações de cinco gases e limites de variação para estas relações. Esse método utiliza as seguintes relações: CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ e $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$.

O método é composto por duas tabelas, na tabela 2 em função dos valores obtidos para as relações gasosas é encontrado um código, e na tabela 4, por meio da combinação destes códigos, é determinado o diagnóstico da situação de operação encontrada no transformador (Rogers, et al., 1973).

**Tabela 2 – Relação de Gases Conforme Método de Rogers
(Cardoso, 2005)**

Relação de Gases	Faixa de Variação	Código
CH_4/H_2	$\leq 0,1$	5
	$0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$	0
	$1 \leq \text{CH}_4/\text{H}_2 < 3$	1
	≥ 3	2
$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	< 1	0
	≥ 1	1
$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	< 1	0
	$1 \leq \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 3$	1
	≥ 3	2
$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$< 0,5$	0
	$0,5 \leq \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 3$	1
	≥ 3	2

Tabela 3 – Combinações de Possíveis Diagnósticos**(Cardoso, 2005)**

Diagnóstico	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₆ /CH ₄	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄
Nenhuma falha: deterioração normal.	0	0	0	0
Descargas parciais com baixa densidade de energia.	5	0	0	0
Descargas parciais com alta densidade de energia, possivelmente com formação de caminho de arco.	5	0	0	1
Descargas de baixa energia: arco sem potência.	0	0	0	1
Descargas de baixa energia: centelhamento contínuo para potencial em flutuação.	0	0	1	1
	0	0	1	2
Descargas de alta energia: arco com potência.	0	0	2	1
	0	0	2	2
Sobreaquecimento de condutor isolado.	0	0	1	0
Falha térmica baixa T < 150 °C.	0	1	0	0
Falha térmica média (100 < T < 200) °C.	0	1	0	0
	1	1	0	0
	2	1	0	0
Falha térmica (150 < T < 300) °C, sobreaquecimento do cobre por correntes parasitas.	1	0	1	0
Falha térmica (300 < T < 700) °C, maus contatos (formação de carbono pirolítico de corrente no núcleo e/ou no tanque).	1	0	2	0
	2	0	2	0

Observando a Tabela 3 verifica-se que esta não abrange todas as combinações possíveis.

2.3.3 Método de Dörnenburg

O método de Dörnenburg baseia-se nas relações CH₄/H₂, C₂H₂/C₂H₄, C₂H₆/C₂H₂, e C₂H₂/CH₄. Por este método três tipos de diagnósticos são possíveis: decomposição térmica, descargas de baixa intensidade (efeito Corona) e descargas de alta intensidade (arcos elétricos).

Na Tabela 4 são apresentadas as falhas detectáveis pelo método de Dörnenburg em função dos valores obtidos pelas relações de concentração dos gases dissolvidos (Barbosa, 2008).

**Tabela 4 – Método de Falhas Seguindo o Modelo de Dörnenburg
(Barbosa, 2008)**

Diagnóstico	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$
Decomposição Térmica	> 1	< 0.75	> 0.4	< 0.3
Descargas de baixa intensidade	< 0.1	-	> 0.4	< 0.3
Descargas de alta intensidade	> 0.1 e < 1	> 0.75	< 0.4	> 0.3

O critério original estabelecido por Dörnenburg não contemplava o diagnóstico positivo, ou seja, de condições normais do isolamento. A IEEE C57.104 sugere a utilização da Tabela 5 para identificação de condições normais de operação do transformador e para a validação do método de Dörnenburg.

Considera-se que existe falha no transformador se ao menos um dos gases possuir concentração maior que o dobro do limite apresentado na Tabela 5 e ao menos um dos outros gases possuir concentração maior que o seu respectivo limite.

**Tabela 5 – Limites de Concentração de Gases para Validação
Conforme Método de Dörnenburg (Barbosa, 2008)**

Gás	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Concentração (ppm)	100	120	65	50	35

Sendo detectada a presença de falha, o método deve ser validado. O método é considerado válido se ao menos um dos gases em cada relação da Tabela 4 exceder o limite proposto na Tabela 5.

2.3.4 Método do Triângulo de Duval

Duval (1989) propôs um método para identificação de falhas em transformadores de potência baseado na concentração percentual relativa de acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4) e metano (CH_4) dissolvidos no óleo mineral isolante. O método ficou conhecido como triângulo de Duval pelo fato de o diagnóstico da falha ser realizado pela localização de um ponto em um triângulo, representado na Figura 4.

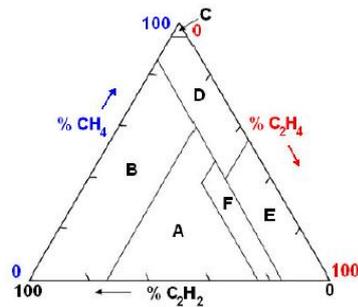


Figura 4 – Triângulo de Durval (Barbosa, 2008)

Cada aresta do triângulo representa a concentração percentual de um gás em relação à soma dos três gases. Com os valores das três coordenadas pode-se encontrar a região onde se encontra o ponto de intersecção. Cada região do triângulo representa um tipo de falha, sendo que:

- Região A - descargas de alta energia;
- Região B - descargas de baixa energia;
- Região C - descargas parciais;
- Região D - falha térmica com temperatura inferior a 200°C;
- Região E - falha térmica com temperatura entre 200°C e 400°C;
- Região F - falha térmica com temperatura superior a 400°C.

Antes da utilização do triângulo de Duval deve-se verificar se a evolução da concentração dos gases não está dentro dos limites considerados normais pela concessionária, visto que o método não apresenta uma condição de normalidade no estado do transformador.

2.3.5 Método Previsto na NBR 7274 – IEC 599

A norma NBR 7274, baseada na IEC 599, sugere a utilização de um critério semelhante ao método de Rogers, com algumas variações nos limites das relações de concentração de gases e alterações na interpretação dos valores obtidos para o diagnóstico. Além disso, foi suprimida a razão C_2H_6/CH_4 , por considerar que a mesma é indicada apenas para uma faixa limitada de temperatura de decomposição conforme a tabela 6.

**Tabela 6 – Diagnóstico do Transformador de Potência pelo Método
NBR 7274 (ABNT, 1992)**

C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	Diagnóstico
< 0.1	0.1 a 1.0	< 1.0	Envelhecimento Normal
< 0.1	< 0.1	< 1.0	Descarga parcial baixa energia
0.1 a 3.0	< 0.1	< 1.0	Descarga parcial alta energia
> 0.1	0.1 a 1.0	> 1.0	Arco – descarga baixa energia
0.1 a 3.0	0.1 a 1.0	> 3.0	Arco – descarga alta energia
< 0.1	0.1 a 1.0	1.0 a 3.0	Sobreaquecimento ($t < 150$ °C)
< 0.1	> 1.0	< 1.0	Sobreaquecimento (150 °C < $t < 300$ °C)
< 0.1	> 1.0	1.0 a 3.0	Sobreaquecimento (300 °C < $t < 700$ °C)
< 0.1	> 1.0	> 3.0	Sobreaquecimento ($t > 700$ °C)

Este método é baseado nas relações C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 e CH_4/C_2H_6 e utiliza duas tabelas (6 e 7) para realizar o diagnóstico da amostra em análise.

Tabela 7 – Relação entre os Gases (ABNT, 1992)

Relação entre os gases característicos (R)	Código		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
$0,1 > R$	0	1	0
$0,1 \geq R \geq 1$	1	0	0
$1 \geq R \geq 3$	1	2	1
$3 < R$	2	2	2

Como análise das tabelas 6 e 7 pode ser citado que:

- O código utilizado para as relações é dado abaixo, sendo que, para efeito de codificação, as relações com denominador igual a zero, são consideradas iguais a zero;
- Os valores dados para as relações devem ser considerados apenas como típicos;
- Nesta tabela a relação C_2H_2/C_2H_4 se eleva de um valor compreendido entre 0,1 e 3 a um valor superior a 3 e a relação C_2H_4/C_2H_6 de um valor;
- Compreendido entre 0,1 e 3 a um valor superior a 3 quando a intensidade da descarga aumenta;
- Este tipo de falha é indicada normalmente por um aumento da concentração dos gases. A relação CH_4/H_2 é normalmente da

ordem de 1; o valor real superior ou inferior à unidade depende de numerosos fatores tais como o tipo de sistema de preservação do óleo, a temperatura e a qualidade do óleo;

- f) Um aumento da concentração de C_2H_2 pode indicar que a temperatura do ponto quente é superior a $1000^{\circ}C$;
- g) Os transformadores equipados com comutador de tensões sob carga podem indicar falhas do tipo 202/102 se os gases gerados pela decomposição do óleo formados no comutador puderem se difundir no óleo do tanque principal do transformador;
- h) Na prática podem ocorrer combinações de relações diferentes da tabela;
- i) Para estes casos deve-se considerar a taxa de evolução.

A aplicação dos métodos descritos acima não permite uma interpretação perfeita e completa do estado do transformador, e a combinação de vários critérios resulta quase sempre em diagnósticos diferentes, conseqüentemente a aplicação de técnicas de inteligência computacional pode ser utilizada para tratar essas desvantagens (Thang, et al., 2000).

2.4 Métodos de Análise de Óleo

A cromatografia é um método físico-químico de separação. Ela está fundamentada na migração diferencial dos componentes de uma mistura, que ocorre devido a diferentes interações, entre duas fases imiscíveis, a fase móvel e a fase estacionária. A grande variedade de combinações entre fases móveis e estacionárias a torna uma técnica extremamente versátil e de grande aplicação (Degani, et al., 1998).

A análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo é feita em três etapas: amostragem do óleo, extração dos gases da amostra de óleo e análise dos gases extraídos da amostra no cromatógrafo de gases, responsável pela identificação e quantificação de cada gás dissolvido no óleo (ABNT, 1981; Milasch, 1984).

A amostragem é uma etapa muito importante do sistema de análise. A amostra recolhida, para ser representativa do equipamento, deve ser proveniente do óleo de circulação da parte ativa. As amostras devem ser obtidas, de preferência, com o equipamento em condições normais de operação (Vieira & Mattos, 1990).

O procedimento detalhado de amostragem é descrito na norma NBR 7070. A seguir encontram-se algumas considerações sobre a amostragem:

- Deve ser dada atenção particular para as precauções de segurança, particularmente no caso de amostragem em equipamento energizado;
- A seringa de vidro com torneira de três vias é o recipiente ideal para coleta da amostra;
- Para enchimento da seringa deve-se aproveitar a própria pressão da coluna de óleo do transformador;
- Deve-se evitar puxar o êmbolo da seringa, durante a amostragem, pois este procedimento pode provocar uma diminuição da pressão interna da mesma, podendo provocar a defasagem parcial do óleo, tornando a amostra não mais representativa do óleo em circulação no transformador;
- Normalmente a tomada de amostra deve ser realizada na válvula inferior de amostragem, por questões de facilidade e segurança. Entretanto, qualquer outro lugar em que se possa obter uma amostra do óleo que está em circulação na parte ativa pode ser utilizada.

Para a extração dos gases presentes na amostra são utilizados diversos aparelhos, conforme demonstrado na figura 5.

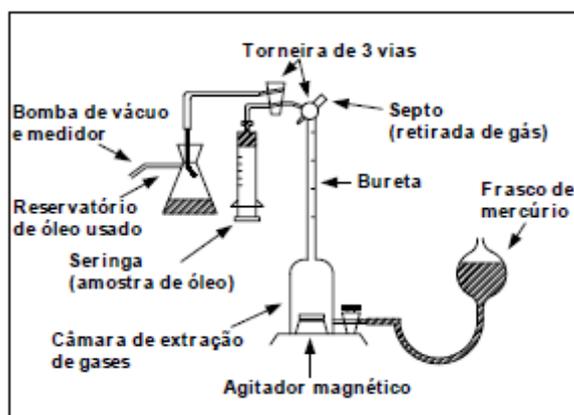


Figura 5 – Modelo de Análise Físico Química (ABNT, 1991)

Para identificação e quantificação dos gases presentes na amostra, uma pequena alíquota dos gases extraídos é analisada em cromatógrafo em laboratório credenciado e acreditado. Os resultados obtidos são avaliados de acordo com os métodos estabelecidos de diagnóstico, apresentados no item 2.3.