

**Critérios de Manutenção Preditiva e Diagnósticos
Criticidade de Transformadores Autotransformadores e
Reguladores de Tensão e Qualidade de Óleo Isolante e o
Aplicativo de Análise Automática de Falhas Incipientes e
Qualidade do Óleo Isolante**

RT RED 2020 – 00014

Diretoria de Engenharia
Departamento de Engenharia de Distribuição
Gerência de Engenharia de Normas e Padrões
Célula de Linhas, Subestações e Equipamentos Associados

Outubro de 2020

1 – OBJETIVO

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Apresentar uma síntese dos principais conceitos e critérios adotados para duas das técnicas de manutenção preditiva consagradas no setor elétrico [1], representadas pela análise cromatográfica de gases dissolvidos no óleo isolante e análise físico químico do óleo isolante, respectivamente para diagnósticos da criticidade de transformadores de potência e para definição da qualidade de seu óleo isolante, usando como referência a Normalização Brasileira [2][3] e experiência das empresas do Grupo CPFL Energia, bem como disseminar em forma de um aplicativo de cálculo inteligível, criado com o intuito de levar a termo um diagnóstico automatizado, a partir de informações de resultados destes ensaios, visando obter subsídios fundamentais para discussões, análises e decisões a respeito deste processo de avaliação.

Procura também explorar as mais recentes discussões a respeito de avaliações e pesquisas sobre os valores de relações entre gases dissolvidos para cromatografia de evolução de gases combustíveis como hidrogênio, monóxido de carbono, etileno, metano, etano, acetileno, dentre outros gases, bem como os limites das principais características físico-químicas de óleo isolante de transformadores, tais como rigidez dielétrica, teor de água, tensão interfacial, fator de potência e índice de neutralização.

2 – UNIVERSO DE ATUAÇÃO

Transformadores de potência, autotransformadores trifásicos, reguladores de tensão trifásicos, transformadores e reguladores móveis, providos de comutadores de derivações em carga ou comutadores de derivação em vazio localizados na alta ou baixa tensão, de subestações do sistema elétrico do Grupo CPFL Energia (Paulista, Piratininga, Santa Cruz, Rio Grande Energia, etc.).

Este trabalho não tem a intenção de esgotar o assunto, considerando a vasta literatura, que inclui pesquisas e estudos no meio acadêmico e setor elétrico, referentes a pós-graduação, mestrado, doutorado, nas empresas, institutos de pesquisa, fabricantes e afins, bem como o próprio dinamismo do processo e evolução do conhecimento teórico e prático ao longo do tempo, com as consequentes inovações e inserções em termos de normalização nacional e internacional vigentes.

3 – CONCEITUAÇÃO – METODOLOGIA – CRITÉRIOS – RESULTADOS

3.1 - Histórico

Os primeiros transformadores imersos em óleo foram construídos entre 1890 e 1900, todavia, o óleo mineral isolante é utilizado em equipamentos elétricos desde meados de 1850. Na construção de transformadores o óleo isolante foi usado inicialmente apenas como meio de resfriamento. Com a elevação da potência unitária e dos níveis de tensão de operação, cresceu a importância dada ao óleo mineral como meio isolante. Associado ao papel isolante, atualmente o óleo mineral isolante é o dielétrico líquido mais utilizado em transformadores de potência.

De 1890 até 1925 foram utilizados óleos de base parafínica, os quais apresentam alto ponto de fluidez, o que restringe sua aplicação em equipamentos instalados em ambientes de baixa temperatura. A partir de 1926 foi desenvolvido óleo mineral isolante de base naftênica, tendo sido adotado pela General Electric como padrão.

O óleo naftênico tem sido utilizado em todo o mundo com excelente desempenho desde 1926. Porém a partir de 1973, com a crise mundial do petróleo, foram iniciados estudos com a finalidade de substituir o óleo naftênico por óleo parafínico como alternativa importante nestes tempos de crise.

No Brasil, o ano de 1973 marca o início dos estudos objetivando a produção no país de um óleo isolante a partir dos crus disponíveis nas refinarias brasileiras que em sua totalidade eram de base parafínica ou intermediária. Neste mesmo ano a partir do petróleo cru denominado “árabe leve”, foram obtidos os óleos isolantes “spindle oil” e “spindle oil modificado”, sendo este último submetido a ensaios de laboratórios e experiências em transformadores de potência por várias empresas concessionárias do setor de energia elétrica grupos de trabalho coordenados pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobrás (CENPES). Os resultados destas pesquisas foram materializados em resoluções do Conselho Nacional de Petróleo (CNP), atual ANP Agência Nacional de Petróleo.

Na Europa, a partir do ano de 1980 aconteceu a aplicação progressiva de óleo parafínico, até que esse uso fosse generalizado, sem restrições até tensões de 400kV. Os Estados Unidos e a Suécia não utilizam óleo parafínico, em virtude da farta disponibilidade de óleo naftênico. A Espanha utiliza óleo parafínico há mais de 40 anos e o México há pelo menos 15 anos.

Do ponto de vista funcional, não se tem verificado qualquer diferença entre óleos parafínicos, naftênicos ou regenerados. Óleos novos que atendam as prescrições da ANP sem aditivos de oxidação são compatíveis, porém a operação de completar nível, deve ser feita preferencialmente com o mesmo tipo de origem. A compatibilidade da mistura deve ser verificada em laboratório, utilizando a proporção prática. O resultado de características da mistura não deve ser inferior aos óleos individuais.

3.2 - Origem e Características Básicas do Óleo Isolante

O óleo mineral isolante para transformadores e os óleos empregados em outros equipamentos elétricos, tais como disjuntores, reatores, religadores são extraídos do petróleo. A composição química e características desses óleos dependem da natureza do petróleo do qual foram extraídos e também do processo empregado para sua produção.

O petróleo é fracionado por destilação em diversos subprodutos de acordo com a faixa de ebulição. A fração denominada de gasóleo pesado, cuja faixa de destilação está compreendida entre 321°C e 427°C é a matéria prima para a obtenção dos óleos isolantes.

Uma vez obtido o subproduto, é feita a refinação e purificação do óleo isolante, para minimizar a presença de hidrocarbonetos não saturados, que são focos de formação de substâncias contaminantes, além de ácidos e de compostos principalmente enxofre e outros.

Os óleos minerais isolantes são constituídos basicamente por uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos, também fazendo parte integrante, em quantidade reduzida, os compostos hidrocarbonetos aromáticos, heterocompostos e de nitrogênio. Assim, o óleo isolante mineral originado do petróleo de base parafínica é chamado óleo parafínico e, quando obtido do petróleo de base naftênica é chamado de óleo naftênico.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) estabelece as especificações dos dois tipos de óleo mineral isolante para utilização em transformadores, desde a sua produção até a sua comercialização. Nas Tabelas I e II do Anexo II são apresentadas as características elétricas e mecânicas de óleo isolante novo, sem uso, de base Naftênica e base Parafínica. Para transformadores em operação os valores limites de características do óleo isolante são modificadas devido ao envelhecimento natural do óleo isolante em contato com materiais isolantes e ambiente físico e eletromagnético existentes.

3.3 – Comparativo de Óleos Minerais Isolantes: Naftênico - Parafínico

Abaixo nas Tabelas 1 e 2 são apresentadas algumas diferenças entre os tipos de óleo naftênico e parafínico tanto da cadeia carbônica como características físicas.

Tabela 1 - Diagrama Ternário – ASTM D 2140

Porcentagem da Cadeia Carbônica		
Tipo de Óleo Isolante	Base Parafínica	Base Naftênica
Parafínico	64%	45%
Naftênico	30%	45%
Aromático	06%	10%

Tabela 2 - Características Físicas

Ensaio	Unidade	Base do Óleo	
		Parafínica	Naftênica
<i>Densidade</i>		<i>Máximo 0,86</i>	<i>Máximo 0,90</i>
<i>Ponto de Fluidez</i>	<i>° C</i>	<i>Máximo - 12</i>	<i>Máximo - 39</i>
<i>Ponto de Anilina</i>	<i>° C</i>	<i>85 a 91</i>	<i>63 a 84</i>
<i>Índice de Refração</i>	-	<i>1,469 a 1,478</i>	<i>1,485 a 1,500</i>

3.4 - Funções Básicas e Qualidade do Óleo Isolante

O óleo mineral em um transformador tem pelo menos duas funções básicas, isolamento elétrico e refrigeração, sendo que para realizar essas funções, sofre um processo de oxidação por estar em contato direto com altas temperaturas e campos elétricos vindos do equipamento. Para atender satisfatoriamente o seu papel, o óleo isolante deve possuir certas propriedades básicas, tais como:

- Rigidez dielétrica elevada o suficiente para suportar as tensões elétricas impostas pelo tipo de serviço e ambiente de trabalho;
- Viscosidade adequada para que sua capacidade de circular e transferir calor não sejam prejudicados;
- Propriedades adequadas às condições climáticas esperadas no local da instalação do equipamento;
- Resistência à oxidação para assegurar uma vida útil satisfatória.

Atualmente, a análise de desempenho do transformador através das condições do óleo isolante é uma importante ferramenta de manutenção preditiva do equipamento. Esta análise tem como premissa uma avaliação quantitativa e qualitativa de produtos de degradação presentes no óleo mineral, bem como os processos que apressam seu envelhecimento, como agentes de oxidação, umidade, etc. O óleo contaminado difere dos demais pela presença de água e outras substâncias estranhas a sua composição natural, substâncias estas que são resultantes do seu processo de oxidação.

3.5 - Contaminação – Oxidação – Preservação do Óleo e Papel Isolante

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

3.5.1 - Processo de Contaminação do Óleo Isolante

O óleo mineral isolante sofre um processo de deterioração que se inicia imediatamente após o enchimento do transformador, resultante do processo de oxidação de hidrocarbonetos instáveis que em presença de catalizadores existentes no transformador, (cobre dos enrolamentos e do o aço silício do núcleo) reagem com o oxigênio, absorvido do meio ambiente e proveniente do processo de degradação da celulose do papel que é utilizado como isolante sólido do transformador.

Outro catalisador importante no processo de deterioração do óleo e o principal deles é a água, absorvida pelo óleo pelo seu contato com o meio ambiente e proveniente do processo de degradação do óleo e da celulose. Agem como aceleradores da oxidação do óleo, dentre outros, o calor, a tensão elétrica, as vibrações, as sobretensões advindas de surtos que são normais em sistemas elétricos em operação.

Estas modificações na estrutura original do óleo isolante resultam na diminuição da capacidade de isolação, acarretando a diminuição da rigidez dielétrica e da resistência específica e o aumento do fator de dissipação (perdas dielétricas).

Ocorrem mudanças na estrutura química do óleo, com a formação de peróxidos orgânicos que por sua vez dão origem a ácidos que atacam o isolamento sólido e as partes metálicas dos equipamentos, tendo como consequência a diminuição das propriedades mecânicas e elétricas da isolação celulósica sólida (papel isolante Kraft e papelão prespan). Outras reações secundárias produzem compostos insolúveis denominados como borra que dificulta a circulação normal do óleo pelos canais de refrigeração, podendo depositar-se sobre a parte ativa do equipamento. Com isto o equipamento passa a operar com temperatura maior, acelerando seu processo de envelhecimento e diminuindo o seu tempo de vida útil.

O processo de degradação do óleo mineral pode ser dividido em três fases distintas. A fase inicial é caracterizada pela formação de peróxidos quimicamente instáveis que liberam oxigênio e formam combinações oxidas com a celulose proveniente do papel isolante. A fase de intermediário é caracterizada pela formação de gases inflamáveis e não inflamáveis no óleo. Finalmente, na fase final há a formação de sedimentos, borra, que normalmente, consistem em substâncias resultantes da polimerização de resinas, ácidos e outras composições.

Este processo de degradação do óleo isolante resulta na alteração de suas propriedades físicas e elétricas, como:

- Aumento da viscosidade;
- Aumento da acidez;
- Diminuição da tensão interfacial;
- Aumento do teor de água;
- Diminuição da rigidez dielétrica;
- Aumento do fator de perdas dielétricas (fator de potência).

3.5.2 - Processo de Oxidação do Óleo Isolante

Para manter o desempenho satisfatório do equipamento, desde o início de funcionamento até um grande período de operação, torna-se fundamental que o óleo

mineral isolante possua propriedades adequadas e uma excelente estabilidade a oxidação. Na prática existe uma oxidação diferenciada para cada transformador, dependendo de influências externas a que está sujeito, tais como: tipo de óleo utilizado, ciclo de carregamento, sistema de preservação do óleo, quantidades de água e oxigênio no óleo e presença de inibidores de oxidação no óleo.

Um dos processos que contribuem à contaminação de óleo é sua oxidação que é inicializada quando o oxigênio entra em combinação com o hidrocarboneto instável (impurezas), na presença de catalisadores como ferro, cobre, etc. Estes catalisadores são encontrados dentro dos transformadores, e a água tem uma contribuição decisiva neste processo de catalização.

Um dos principais desdobramentos indesejáveis da oxidação do óleo mineral isolante é à formação de compostos solúveis que atacam a isolação celulósica num processo irreversível, resultando em redução da vida útil do equipamento. Em um estágio mais avançado ocorrem os compostos insolúveis, a borra (sedimento), as quais, depositando-se sobre a isolação sólida, núcleo, paredes do tanque e nas partes mais frias, canais de circulação de óleo e aletas de radiadores, tornam-se isolamento térmico que prejudica a dissipação do calor gerado.

Existem recursos para se monitorar indiretamente a formação de borra através de ensaios físico químicos no óleo isolante, como os de tensão interfacial, índice de neutralização e fator de potência (fator de dissipação). Após longos estudos e pesquisas com cerca de 500 transformadores, a ASTM correlacionou dados de ensaios de Tensão Interfacial e Índice de Neutralização com a formação de borra e constatou que equipamentos com Tensão Interfacial < 24mili Newton / metro tem grande probabilidade de existir borra insolúvel ou precipitada.

Embora o óleo mineral isolante com alto teor de oxidação possa ser recuperado através de processos regenerativos, este procedimento não restaura a perda de vida útil já sofrida do equipamento ao longo dos anos em operação.

A fim de se estender a vida útil dos óleos minerais isolantes, inibidores de oxidação podem ser adicionados aos mesmos. O inibidor mais utilizado é o Diterciário Butil. Para Cresol, (DBPC), que reage preferencialmente com os radicais livres e peróxidos, formando produtos mais estáveis. A proporção de uso deste antioxidante sintético é de no máximo (0,3 a 0,03) % massa / massa.

3.6 – Sistemas de Preservação do Óleo Isolante

3.6.1 - Histórico

Até a década de 60 utilizavam-se tradicionalmente os sistemas abertos de preservação no Brasil, sendo iniciado a partir daí sistemas fechados de preservação com uso de bolsas ou membranas de borracha. Sistemas fechados com gás inerte são originários de critérios adotados nos Estados Unidos e sistemas fechados de preservação dotados de bolsa ou membrana vêm de tecnologia adotada na Europa. Não existe atualmente um critério único para especificação do sistema de preservação pelas concessionárias do setor elétrico.

A selagem de transformadores nacionais e importados como um recurso para preservação da qualidade do óleo mineral isolante é uma técnica utilizada há décadas no mundo inteiro, com o uso de diversas alternativas tecnológicas.

Considerando que no Brasil existia uma quantidade elevada de transformadores que não possuíam sistema de selagem do conservador de óleo, contando somente com filtro de ar a base de sílica gel, no final da década de 80, empresas do setor elétrico iniciaram estudos, pesquisas e desenvolvimento de sistemas de selagem de transformadores alternativos, que pudessem ser instalados e acessados para eventual manutenção sem a necessidade de desenergização do transformador.

A importância da selagem de um transformador para fins de preservação de óleo mineral isolante se tornou notória com a publicação do relatório apresentado em setembro de 1991 pelo GCOI (Grupo Coordenador de Operação Integrada) – SCM / GTMS (Grupo de Trabalho de Materiais Isolantes) – Influência dos Sistemas de Preservação na Vida Útil dos Óleos Isolantes e Equipamentos Elétricos, em que se caracterizam os benefícios advindos do uso de sistemas fechados preservação de óleo mineral isolante.

3.6.2 - Necessidade da Preservação do Óleo Isolante

Em transformadores os sistemas de preservação de óleo são fundamentais para a prevenção da deterioração do óleo e celulose associada à sua contaminação por umidade, impurezas e oxigênio do ar. Em consequência, os riscos de falhas, a perda de vida útil do equipamento e operações de manutenção, tratamento e regeneração do óleo são minimizados.

Variações de temperatura ambiente ou carregamento do transformador provocam a expansão ou contração do volume de óleo em seu interior. Desta forma, estes equipamentos são projetados com espaço adicional ou com reservatório auxiliar (denominado de conservador de óleo) para a absorção da variação do volume de óleo.

Quando o óleo isolante do transformador permanece em contato direto com a atmosfera, ele absorve umidade e oxigênio contidos no ar, formando borra e causando a deterioração de sua qualidade, tendo como resultados os decréscimos de rigidez dielétrica e do efeito de refrigeração do enrolamento, reduzindo significativamente a vida útil do transformador.

3.6.3 - Sistemas de Preservação Típicos

Os dispositivos de preservação são montados para prevenir a deterioração do óleo e, consequentemente, melhorar o efeito da refrigeração e isolamento de transformadores. Vários são os dispositivos para prevenção da deterioração, conforme pode ser acompanhado no Anexo V, sendo divididos em dois grupos:

I - Sistema Aberto, podendo ser construído com respiro direto, com respiro direto - conservador, com respiro através de sílica gel - sem conservador, com respiro de sílica gel com conservador, com respiro via drycol (secador de ar). Nestes casos algumas soluções utilizam a associação do desumidificador (secador de ar) para prevenir em parte a entrada de poeira ou umidade contidas na atmosfera.

II - Sistema Fechado, podendo ser construído com tanque totalmente cheio de óleo, sem conservador (sem gás inerte, com gás inerte, com gás inerte – controle automático de pressão), com conservador (com gás inerte, com membrana, com bolsa), com colchão de gás no tanque principal e com colchão de gás no conservador.

Estudos vem sendo realizados há várias décadas, e continuam sendo pesquisados, a respeito da influência dos tipos de sistemas de preservação de transformadores de potência, em relação a vida útil, aplicação de cargas (carregamento) e a relação custo

benefício, tendo sido implementadas as principais recomendações de avaliações preliminares do GCOI, tais como: adquirir somente equipamentos com sistema fechado, busca de solução para sistemas abertos existentes, enquanto abertos com sílica gel realizar inspeções periódicas, quando de regeneração manter oxigênio sob controle e no máximo 5000ppm, etc. Maiores detalhes podem ser acompanhados no Anexo III ao presente documento.

A CPFL utiliza atualmente via de regra sistema fechado com bolsa ou membrana, apesar de existir em seu sistema elétrico transformadores com outros tipos de soluções (tanque selado, tanque selado com nitrogênio, tanque aberto com e sem desumidificador de ar sílica gel, etc.).

- Sistema de tanque de expansão aberto
- Sistema de tanque de ar selado
- Sistema de tanque selado com nitrogênio
- Sistema de diafragma selado a pressão constante (membrana ou bolsa/bexiga)
- Sistema selado com pressão constante à fole metálico
- Sistema de tratamento com alumina ativada
- Sistema com aditivos antioxidantes

Algumas soluções de sistemas de preservação de óleo são apresentadas abaixo, com indicação daqueles que já foram utilizados em equipamentos da CPFL (*):

Sistema de tanque de expansão aberto (*)

Utiliza um pequeno tanque denominado conservador a fim de manter um mínimo contato com do óleo do transformador com o ar atmosférico, propiciando a variação de volume x temperatura de forma adequada. Para este sistema o óleo normalmente é regenerado ou substituído em períodos entre 15 e 20 anos.

Sistema de tanque de ar selado (*)

Usado para pequenos e médios transformadores, ficando este completamente selado, depois de ser enchido com óleo, isolando a atmosfera, deixando um certo espaço sobre o nível de óleo para absorver a variação de volume na expansão e contração do óleo, com a variação da temperatura.

Sistema de tanque selado com nitrogênio (*)

Concebido para isolar o óleo do ar, selando o transformador completamente, depois preenchendo o espaço acima do nível de óleo com nitrogênio. O nitrogênio é colocado no espaço sobre o nível de óleo do tanque do transformador, absorvendo a variação do volume do óleo na contração e expansão com a variação de temperatura, possuindo na maioria dos casos medidores de pressão para ajustes necessários. Como não existe contato com o ar atmosférico o óleo é preservado por pelo menos 30 anos.

Sistema de diafragma selado a pressão constante (membrana ou bolsa/bexiga) (*)

Este sistema utiliza uma bolsa ou membrana de borracha de composição adequada para suportar óleo de um lado e ar de outro, instalada no conservador, visando isolar o óleo da atmosfera, expandindo ou contraindo a medida que o volume de óleo varia com a temperatura de operação.

Sistema selado com pressão constante a fole metálico
Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e
Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Sistema cuja expansão e contração é feita parcialmente por um fole metálico flexível, colocada sobre o tanque do transformador e ligado a este, isolando completamente o óleo da atmosfera. Exige elevado investimento em células sanfonadas.

Sistema de tratamento com alumina ativada

Neste sistema, um adsorvente composto de alumina aditivada é colocado no óleo isolante para absorver umidade e ácidos orgânicos misturados ao óleo. Um tanque é colocado ao lado do tanque do transformador, sendo sua parte superior ligada ao conservador para uma circulação natural do óleo, regenerando o óleo.

Sistema com aditivos antioxidantes

Sistema usado pela adição de inibidor a oxidação alkylphenólico em quantidade de 0,3% do peso do óleo.

3.7 - Processo de Degradação da Celulose (isolação sólida)

O papel isolante é formado por fibras longas cujo principal constituinte é a celulose. Uma molécula de celulose é um polímero linear formado por uma cadeia de anéis de glicose unidos através de ligações químicas denominadas glicosídicas. O número de anéis de glicose por fibra de celulose é da ordem de 1300 unidades para o papel tipo Kraft nacional, novo, medido através de grau de polimerização viscosimétrico.

A medida que o papel envelhece, ocorre o rompimento dos anéis de glicose, diminuindo-se o comprimento da molécula. Esta degradação provavelmente se inicia pela hidrólise e oxidação da celulose, resultando na diminuição da resistência mecânica do papel, que caracteriza o seu envelhecimento.

Os principais fatores que influenciam a degradação da celulose são a presença de água, presença de oxigênio, presença de agentes oxidantes (peróxidos) e exposição a temperatura elevada.

Estudos realizados na Europa e Brasil demonstram que o Grau de Polimerização do papel isolante (GP) decresce da ordem de 1200 / 1300 (papel novo) até aproximadamente 100 (estado degradado). Verificou-se que existe uma correlação entre o Grau de polimerização (nível) e as propriedades mecânicas do papel. Por exemplo, quando o Grau de Polimerização é inferior a 150 o papel não possui mais resistência mecânica adequada.

Desta forma, transformadores ou que se encontram em operação com Grau de Polimerização desta ordem tem sua confiabilidade reduzida a praticamente zero. No caso de ocorrência de curto circuito no sistema de distribuição (fenômeno comum em um sistema elétrico), a parte ativa do transformador da subestação fica submetida a esforços longitudinais e verticais que comprimem a isolação de papel. Com a eliminação natural do curto circuito pela proteção, o papel não retorna à condição original, devido à ausência de elasticidade, podendo provocar o rompimento da isolação celulósica ou diminuição permanente da isolação dielétrica, assim uma falha elétrica poderia ocorrer a qualquer instante.

De uma forma geral, os valores orientativos de vida remanescente relacionada a resistência mecânica do papel (isolação sólida) de amostras retiradas de partes importantes do enrolamento são descritos abaixo (Tabelas 3 e 4).

Tabela 3 – Valores Limites de Grau de Polimerização

GRAU DE POLIMERIZAÇÃO	VALORES LIMITES
1100 a 1200	Papel Kraft considerado novo
700 a 1000	Valores encontrados após secagem de unidades transformadoras
250	Limite mínimo para reenrolar apenas fases que falharam desde que economicamente viável
150	Fim de vida útil para unidade em operação
100	Valor mínimo aceitável abaixo do qual qualquer unidade não deve mais operar

Fonte: relatório "Acompanhamento de vida útil de transformadores de potência e reguladores de tensão" (RTE-052 - setembro/1994, de autoria do Armando Basseto e José Mak)

Tabela 4 – Expectativa de Vida Útil do Papel

GRAU DE POLIMERIZAÇÃO – FAIXA	EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL REMANESCENTE
150-200	00 - 05 Anos
200-300	05 – 10 Anos
300-400	10 – 15 Anos
400-450	15 – 20 Anos
450-500	20 – 25 Anos
> 500	> 25 Anos

Fonte: relatório "Acompanhamento de vida útil de transformadores de potência e reguladores de tensão" (RTE-052 - setembro/1994, de autoria do Armando Basseto e José Mak)

3.8 - Gerenciamento da Condição do Óleo Isolante e Papel Isolante

O gerenciamento das condições do óleo isolante e papel isolante foi o motivo principal para o desenvolvimento desse Sistema, visto que anteriormente, as informações não ficavam armazenadas de maneira adequada ocasionando algumas vezes até a perda de alguns resultados. Por essa razão foi desenvolvido inicialmente um banco de dados, onde foram cadastrados ou extraídos de banco de dados, todos os resultados de ensaio de óleo realizado ao longo da vida útil do transformador.

Para o gerenciamento do óleo isolante dos transformadores foram cadastrados no banco de dados resultados de ensaios de cromatografia gasosa e físico químicos de transformadores de potência e comutadores de derivações em carga (quando aplicável).

3.8.1 – Equipamentos em Reserva Técnica

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Transformadores são normalmente armazenados, dependendo de limitações de peso e critérios adotados pela empresa, com óleo cobrindo toda a parte ativa e uma pequena almofada (espaço entre tampa e nível de óleo) contendo nitrogênio seco ou sem óleo mineral isolante e completamente pressurizado por nitrogênio seco, com ou sem reposição automática de gás.

Em ambos os casos os transformadores devem ser providos de mano vacuômetro, para acompanhamento contínuo da pressão positiva de nitrogênio que deve estar em torno de 0,2kgf/cm². A falta de uso desta técnica, ou a existência de pressão negativa indica perda de estanqueidade com possibilidade elevada de penetração de ar e umidade, mesmo em uma simples coleta de amostra de óleo para análise físico química, trazendo riscos para qualidade do óleo isolante e isolamento. Neste caso existe necessidade de executar um processo de recondicionamento de óleo com enchimento à vácuo quando da montagem e energização da unidade.

3.8.2 – Amostragem e Método de Ensaios Físico – Químicos

3.8.2.1 – Amostragem

As amostras tanto para cromatografia como para ensaios físico químicos, devem ser representativas do óleo isolante contido no equipamento. Procedimentos de amostragem sem os devidos cuidados ou contaminação do recipiente da amostra conduzirão a conclusões erradas a respeito da qualidade do óleo e as perdas de tempo, de esforços e despesas envolvidas, em segurança, transporte e ensaios da amostra. Deve ser evitada a amostragem de líquidos isolantes com o tempo chuvoso.

Em face da importância da representatividade das amostras, a equipe de amostragem deve possuir treinamento específico para esta atividade.

Na ausência de qualquer indicação específica, a válvula ou registro inferior ou orifício de drenagem devem ser utilizadas como amostras de fundo do tanque. Procedimentos de amostragem constam da OT – Procedimentos para coleta (amostragem) de óleo para cromatografia e ensaios físico químicos.

Os dispositivos a serem utilizados para amostragem e a quantidade de amostra a ser retirada depende de sua finalidade para ensaios físico-químicos ou cromatografia.

A periodicidade de amostras para ensaios físico químicos é anual através de um litro em frasco âmbar de vidro boro silicato com batoque e tampas plásticas. Adicionalmente existe a necessidade de se programar amostras extras de óleo para ensaios físico químicos conforme abaixo:

- Após o período de garantia – amostragem extra
- Quando ocorrer um processo de recondicionamento, regeneração ou troca de óleo isolante do transformador.
- Quando o transformador possuir idade superior a 30 (trinta) anos, amostragem para ensaios de teor de furfuraldeído para subsidiar decisões a respeito de seu sucateamento, repotenciação, recuperação, reformas, etc.

- Quando o transformador falhar ou for retirado de operação por indicação de elevação de gases dissolvidos no óleo, amostragem extra quando de abertura na fábrica ou reparadora para ensaios de grau de polimerização do papel isolante, para subsidiar decisões sobre eventual sucateamento, repotenciação, recuperação, etc.

3.8.2.2 – Método de Ensaios Físico-Químicos

Através dos ensaios físico-químicos principais, podemos determinar o grau de oxidação do óleo isolante de transformadores e comutadores de derivações em carga (quando aplicável), encontrando-se no Anexo II as definições e interpretação de cada um deles, lembrando que os procedimentos e métodos de ensaios em óleo isolante são realizados de acordo com prescrições de normalização correspondente.

Existem valores limites para os ensaios físico-químicos realizados em transformadores e comutadores de derivações em carga e através desses valores é que se determinam as ações de manutenção que devem ser tomadas para restabelecimento das condições de utilização do óleo isolante.

As amostras devem ser coletadas rotineiramente ou a título de confirmação quando os resultados encontrados forem inconsistentes com o histórico do equipamento, ou a qualquer tempo conforme necessidade. Um conjunto de ensaios físico-químicos principais, utilizado para transformadores é composto por:

- Índice de Cor (ABNT NBR 14483);
- Índice de Neutralização ou Acidez (ABNT NBR 14248);
- Fator de Dissipação ou Fator de Potência 100°C (ABNT NBR 12133);
- Tensão Interfacial a 25° C (ABNT NBR 6234);
- Teor de Água (ABNT NBR 10710);
- Rigidez Dielétrica – calota - (ABNT NBR 60156);
- Densidade 20/4 ° C (ABNT NBR 7148)

Os critérios de diagnóstico são aqueles constantes da Norma NBR 10576: Guia de Acompanhamento de Óleo Mineral Isolante de Equipamentos Elétricos.

3.8.3 - Abrangência da Metodologia

Para comutadores de derivações em carga (quando aplicável) são realizados ensaios de Teor de Água (NBR 10710) e Rigidez Dielétrica (NBR 10859).

Adicionalmente, para o tanque principal de transformadores, são realizados os ensaios que podem ser usados como subsídios para uma definição sobre a viabilidade de reparos ou sucateamento de equipamentos.

- Nível de Furfuraldeído para transformadores com idade superior a 30 anos;
- Grau de polimerização para transformadores levados para reparos;
- Nível de PCB para transformadores que sofreram regeneração;
- Enxofre corrosivo, dibenzildissulfeto e tolutrisol.

Existem dois processos para a revitalização do óleo isolante, realizados com o transformador energizado e em carga, conforme Anexo III ao presente documento:

- Recondicionamento do óleo isolante, resultando um óleo tratado;
- Regeneração do óleo isolante, resultando um óleo regenerado.

O Tratamento se aplica quando os valores de teor de água e rigidez dielétrica estão fora dos limites especificados em normalização, através de secagem e de retirada de gases do óleo isolante com aquecimento e secagem a vácuo. Para os demais parâmetros fora dos limites especificados em normalização específica, utiliza-se o processo de regeneração, que procura restabelecer o óleo isolante as suas condições originais de utilização (como óleo novo) através de colunas percoladoras.

3.8.3.1 – Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante

A Análise de Gases Dissolvidos (DGA) é uma das principais técnicas utilizadas para monitorar falhas em equipamentos de alta tensão imersos em óleo isolante. A metodologia de análise de gases dissolvidos foi desenvolvida há mais de 40 anos sendo atualmente o método de diagnóstico mais amplamente aceito pelo setor elétrico nacional e internacional para a identificação de falhas incipientes. Desde a sua criação e disseminação, especialmente no setor elétrico, ocorreram melhorias nos equipamentos de análises, nas técnicas de extração, na interpretação de resultados e até mesmo nos materiais de construção dos equipamentos [4]. (Figura 1).

A análise de gases dissolvidos (DGA) é amplamente utilizada para controlar as falhas de equipamentos elétricos imersos em óleo em operação, sendo baseada em guias de interpretação conhecidos, Norma Internacional IEC 60599, Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service - Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis; Norma Americana IEEE C57.104, Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers [4].

Novas técnicas de extração de gases em laboratório foram avaliadas e introduzidas na norma IEC 60567 (Oil-Filled Electrical Equipment – Sampling of Gases and of Oil for Analysis of Free and Dissolved Gases – Guidance). A interpretação dos resultados de DGA foi profundamente revista em 1999 na IEC 60599 (Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service - Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis). Estando em permanente discussão outros aspectos da interpretação de gases dissolvidos que necessitavam ter avaliação adicional ou melhorias (a formação de gases a partir de descargas parciais, óleos isolantes originalmente com stray gassing e novos isolamentos sólidos) [4].

A Cigré é uma Comissão Internacional (civil) que tem por objetivo o compartilhamento e a disseminação do conhecimento no campo de energia elétrica, a partir de estudos e pesquisas (subestações e equipamentos associados, materiais isolantes, etc.), com seus comitês técnicos e forças tarefas específicas para cada área de conhecimento. No presente caso refere-se aos comitês técnicos TC 10 (óleo isolante) e TC 14 (transformadores) que em conjunto criaram a força tarefa TF 11 para atualização das questões indicadas anteriormente. (Ver Nota abaixo).

No decorrer do trabalho são apresentadas, além das prescrições desta comissão, algumas das inúmeras definições adotadas por institutos de pesquisa, empresas de energia, universidades, indústrias, fabricantes de transformadores, laboratórios de análise de óleo isolante, incluindo a CPFL, relativamente a valores limites e taxa de evolução de gases.

Nota: Os comitês técnicos (TC) da Cigré são responsáveis por importantes incorporações de procedimentos e critérios em normalização internacional a partir de estudos e pesquisas em constante desenvolvimento no mundo (transformadores de potência, subestações e equipamentos associados, etc.).

3.8.3.2 – Análise das Características Físico Químicas do Óleo Isolante Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

A Análise de características físico químicas do óleo isolante é outra das principais técnicas utilizadas para monitorar a sua qualidade em equipamentos de alta tensão imersos em óleo isolante. A metodologia de análise de qualidade do óleo isolante foi desenvolvida há mais de 40 anos sendo um método amplamente aceito pelo setor elétrico nacional e internacional para a identificação de deterioração do óleo isolante.

No decorrer do trabalho são apresentadas a maneira com que ocorre o envelhecimento do óleo e papel isolante de um transformador, valores típicos e os valores limites a partir dos quais existe necessidade de alguma intervenção de manutenção [5].

4 – ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO PREDITIVA – VIA ÓLEO ISOLANTE –

Vale ressaltar que as pesquisas são permanentes, de forma que vem sendo analisados outros parâmetros que podem afetar os valores típicos de gases e explicar as faixas de variação das definições de limites de diferentes sistemas e países: o tipo de equipamento (transformadores de potência ou de medição), aspecto construtivo (core, shell, shunt, etc.), fabricante, tensão, idade, tamanho; condições operacionais (carregamento, temperaturas, etc.); tipo de óleo; natureza das falhas e o envolvimento ou não de papel isolante nestes eventos.

4.1 - Evolução de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante

Este método de diagnóstico, baseado na cromatografia dos gases dissolvidos no óleo isolante, é utilizado para a identificação de falhas incipientes em transformadores por profissionais do setor elétrico em todo o mundo, contudo os valores de concentração de gases típicos e o aumento constatado nas taxas de evolução destes publicadas na Norma IEC 60599 dificilmente são resultados de um consenso integral.



Figura 1 – Falha-Explosão-Incêndio em Transformador de Potência Ilustrativo

4.2 - Qualidade do Óleo Mineral Isolante

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e
Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Este método de diagnóstico, baseado nas características físico químicas do óleo isolante é utilizado para a identificação de qualidade do óleo isolante e das condições de secagem do isolamento sólido em transformadores por profissionais do setor elétrico em todo o mundo, com base na normalização nacional e internacional, associados a valores limites estabelecidos.

Além dos cuidados convencionais com a qualidade, procedência e conservação de óleo mineral isolante, considerando a situação atual do mercado deste produto, bem como os recentes acontecimentos relacionados a contaminação a nível mundial com teor de Enxofre elevado (sem precedentes), existe necessidade de gerenciamento e controle cada vez maior, no sentido de evitar transtornos e irregularidades no parque de transformadores de subestações das empresas. O mesmo se aplica aos níveis de PCB e clorados em óleo mineral isolante, a partir da nova legislação federal e estadual (2006) deliberando procedimentos, critérios de controles e destinação, bem como penalização para não cumprimento de limites máximos admissíveis nos prazos prescritos.

4.3 – Resultados Esperados

Neste sentido a ideia é apresentar uma síntese do conceito de avaliação da qualidade do óleo isolante e a condição de transformadores de potência (evolução de gases combustíveis) instalados e em operação em Subestações do Sistema Elétrico da CPFL, através dos resultados de ensaios em óleo mineral isolante, tendo em vista a importância da otimização de uso e aumento de disponibilidade destes equipamentos para o Negócio da Empresa: faturamento, rentabilidade, continuidade e qualidade de fornecimento de energia elétrica. As premissas básicas são as seguintes:

- Visualizar condição interna, desgaste e envelhecimento do equipamento;
- Evitar interrupções não programadas falhas catastróficas transtornos;
- Reduzir tempo de interrupção de energia do sistema;
- Diminuir custos de recuperação do equipamento e custos de manutenção;
- Aumentar a confiabilidade do sistema elétrico.

4.4 – Abrangência

O foco principal é o parque de Subestações e Equipamentos Associados do Sistema Elétrico de Potência. Entre os equipamentos de subestações, os transformadores de potência representam a principal concentração unitária de investimento imobilizado, e também a maior preocupação quanto à manutenção e conservação. Este equipamento é fundamental para o sistema elétrico em termos técnicos e econômicos, desta forma, merece atenção especial aos quesitos e diagnóstico, por parte dos gestores das funções de planejamento, qualificação de fornecedores, projeto e especificações, processo de aquisição, itens de recebimento, atividades de transporte, manuseio, operação e manutenção. (Figura 2).



Figura 2 – Transformador de Potência – Características
(Subestação Campinas Centro - Transformador 30/40/50MVA; 138-13,8/11,95kV)

4.5 – Manutenção Preditiva

Dentre as técnicas de manutenção preditiva de transformadores, temos a amostragem e ensaios periódicos em óleo mineral isolante, aplicados de forma sistêmica desde meados da década de 1980's, cujos resultados após interpretação adequada baseado em estudos e pesquisas, são capazes de indicar o nível de qualidade do óleo isolante e a criticidade interna do equipamento, bem como sinais de anomalias. (Figura 3).

... Assim como diagnósticos de exames de sangue periódicos em seres humanos ...

Vários foram os transformadores que estavam em condição crítica de operação sujeito a explosão ou falhas catastróficas retiradas de operação antes destes eventos (S/E Socorro, Saci, Santo Antônio do Aracanguá, Beira Rio e tantos outros) com a correspondente investigação, abertura em fábrica, confirmando problemas internos. Este assunto foi tratado em estudos anteriores. Lembrando que estudos e pesquisas têm demonstrado que existem fontes externas importantes de geração de gases combustíveis presentes e com possibilidade de mascarar os diagnósticos, tais como: descargas parciais; contaminação por gases do comutador sob carga; sobreaquecimento do óleo isolante durante processos; migração de gases da isolação sólida; defeito em motor de bombas de óleo; gases parasitas (stray gasses: gases parasitas); incompatibilidade entre materiais de construção.

Do mesmo modo não é incomum a existência nas empresas de um volume expressivo de óleo mineral isolante com qualidade inadequada inseridos nos transformadores, necessitando ações preventivas de manutenção (regeneração, recondicionamento, substituição, etc.) para que possa retomar as condições de qualidade adequadas.



Figura 3 – Exame de Sangue em Seres Humanos

4.6 – Critérios Principais

Criterios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e
Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Manutenção preditiva é a determinação do ponto ótimo para execução da manutenção preventiva num equipamento, a partir do qual a probabilidade de falha assume valores indesejáveis.

A manutenção preditiva da condição de transformadores são os ensaios físico químicos de óleo isolante realizados anualmente e análise de gases dissolvidos no óleo isolante denominada cromatografia realizados semestralmente, antes de energizar, 24 h após energização, etc.

Atualmente, na CPFL Paulista, por exemplo, o acompanhamento preditivo é feito de maneira contínua em cerca de 400 Transformadores e 200 Reguladores de Tensão.

Além da inspeção periódica visual de subestações e inspeção termográfica periódica de conexões externas, esta técnica de avaliação é essencial uma vez que é base para ações de manutenção preventiva ou corretiva de transformadores de subestações.

O presente trabalho trata de diagnóstico de criticidade de transformadores de potência, bem como da qualidade de óleo mineral isolante utilizado em transformadores de potência de subestações. Entretanto, não serão apresentados critérios para definição do nível de umidade do isolamento sólido tratado em estudo específico. Também não trata de estudos e critérios visando definir a possibilidade de formação de bolhas dependendo de determinadas condições de utilização do transformador, óleo isolante e isolamento sólida, tais como nível de carregamento anterior, carregamento atual, teor de água no óleo, etc.

4.7 – Conceitos Básicos e Exemplificação

Análise cromatográfica é o ensaio que visa a detecção de defeitos incipientes de equipamentos antes que evoluam para falhas, através da quantidade e/ou relação entre gases combustíveis dissolvidos no óleo isolante. Os valores limites, relacionamentos e taxas de crescimento, destes gases e da composição do óleo são prescritos em normalização nacional e internacional que foram frutos de intensas pesquisas de décadas as quais procuram relacionar a evolução destes produtos com um tipo de falha em desenvolvimento, muito antes de ser detectada por proteções inerentes de transformadores (relé de gás, válvula de alívio de pressão, etc.) e serão explanados de forma sucinta nos próximos itens.

Relativamente a evolução de gases, como pode ser visto abaixo, esta foi uma das falhas evitadas em transformador de 25MVA; 138-13.8/11.95kV, através de análise cromatográfica com sinalização para defeito térmico e descargas elétricas de alta energia, neste caso reparo foi realizado na subestação pela empresa reparadora contratada (Siemens) em 2007. (Figura 4).

Localização de Falha Térmica no Substituição da Emenda da
Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente
Ponto de Emenda Enrolamento Barra de Cobre e Regularização
de Baixa Tensão da Região



Figura 4 – Exemplificação de Diagnóstico de Falha

Ensaio físico-químico de que trata o presente trabalho são os ensaios que visam o acompanhamento da degeneração do óleo isolante dos equipamentos ao longo dos anos e sua correlação com a expectativa de vida útil desses equipamentos através da análise da influência de contaminantes (ácidos, partículas sólidas em suspensão, água e borra) nas propriedades dielétricas do óleo isolante. Umidade isolamento sólido a partir de teor de água no óleo isolante, dentre outras avaliações. Os valores limites, destas características são prescritos em normalização nacional e internacional que foram frutos de intensas pesquisas de décadas as quais procuram relacionar as características deste óleo o desenvolvimento de um tipo de deterioração, e, serão explanados de forma sucinta nos próximos itens.

Quanto as características do óleo isolante, vários casos de falhas foram evitados, uma vez que os transformadores de potência (quando necessário) passam por processos de regeneração e recondicionamento ao longo dos anos, por empresas contratadas, no sentido de melhorar a qualidade do óleo mineral isolante utilizado com sinalização de deterioração além dos limites via tratamento de óleo (Brastrafo, Fluidex, Engeman, etc.), evitando falhas devido à deterioração do óleo e/ou papel isolante. Entretanto, esta fase do processo deve passar por planejamento, triagem, priorização, contratos periódicos, etc. (Figura 5).



Figura 5 – Exemplificação de Máquina para Tratamento do Óleo Isolante

Apesar de todos os esforços, com técnicas apropriadas, existem casos não visíveis de falhas (falhas subitas), como abaixo (comutador sob carga) não foi possível atuar antecipadamente à falha, o que levou o Autotransformador de 42MVA; 138/69 kV a uma falha catastrófica, resultando em perda total da unidade em 2005, amplamente divulgado pela imprensa. (Figura 6).



Figura 6 – Transformador de Potência – Falha Catastrófica

4.8 – Principais Diretrizes de Análise de Óleo Isolante

Escopo: Contratação de Serviços de Análise de Óleo Isolante (MGM, Brastrafo, etc.)

Especificação Técnica: GED 3945 e GED 3733 e documentos associados

Ensaio: cromatografia e físico-químicos (rigidez dielétrica, água, pcb, tensão interfacial)

Principais Fases do Processo: (Figura 7).

- Harmonizar fase de transição de contrato anterior (frascos seringas resultados)
- Apresentar e sedimentar principais conceitos adotados:
 - Procedimentos (limites, relações, cálculos, relatórios, etiquetas);
 - Critérios de diagnóstico (apresentação passo a passo de cada critério);
 - Fluxograma de coletas rotina e emergenciais;
 - Banco de dados históricos de características do óleo isolante
 - Lista de amostras, etiquetas, coletas de emergência, atrasos, contatos;
 - Outros...
- Avaliação e comunicação de desvios para correção de rotas
- Gerenciamento e controle
- Realimentação do processo....

4.9 – Operacionalização: Listagem – Amostragem – Análise – Resultados

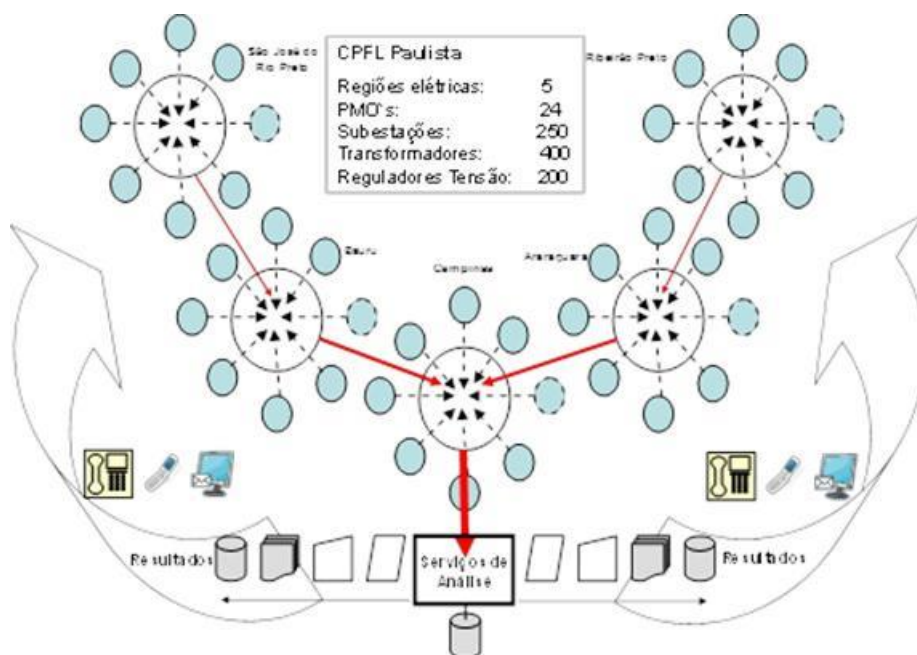


Figura 7 – Diagrama Simplificado do Processo Exemplificativo para CPFL Paulista

4.10 – Ações Típicas de Manutenção

Destas amostras, análises e diagnósticos é possível definir ações básicas de engenharia de manutenção, como indicadas abaixo. A coleta de óleo isolante pode ser contratada desde que economicamente viável.

Ensaio Físico-Químicos no Óleo Isolante

- Necessidade de planejar e programar regeneração de óleo mineral isolante (*)
- Necessidade de planejar e programar recondicionamento óleo mineral isolante (*)
- Necessidade de planejar a secagem da parte ativa de transformador (**)
- Necessidade de planejar e programar a substituição de óleo mineral isolante

Observações:

(*) – Equipamentos energizados e em operação.

(**) – Tema tratado em estudos específicos devido a sua complexidade, custo e tempo.

Ensaio de Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante

- Aumento da frequência de amostragem e ensaios de evolução de gases (*).
- Redução de níveis de carregamento e acompanhamento de evolução de gases (*).
- Planejamento inspeção interna do equipamento no campo (**).
- Planejamento substituição (retirada operação e envio para reparos ou sucata (**)).

Observações:

(*) – Equipamentos energizados e em operação.

(**) – Tema tratado em estudos específicos, devido a sua complexidade e custos.

4.11 - Principais Desafios

Criterios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e
Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Um dos maiores desafios se encontra na busca permanente da harmonia entre as questões técnicas e econômicas, especialmente voltadas a definição e implementação de políticas efetivas de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção do sistema elétrico e equipamentos associados para que seja possível o adequado atendimento e comercialização de energia elétrica, maximizando os resultados, reduzindo riscos de obsolescência e qualidade dos serviços prestados com segurança dos profissionais e meio ambiente.

Tendo em vista a função estratégica desta fase do processo de diagnóstico de criticidade de transformadores e qualidade do óleo isolante para posteriores ações e providencias de manutenção, espera-se de um laboratório (próprio ou contratado) para análise de óleo mineral isolante para ensaios de rotina (fisco químicos, cromatografia e outros) e emergenciais no mínimo uma elevada qualidade e quesitos necessários para tal finalidade (isonomia, repetitividade, engenheiro químico responsável, aparelhagem adequada e aferida, ações de descarte adequadas, etc.) e uma apropriada gestão do banco de dados (avisos emergenciais ou rotineiros, ajustes necessários ao longo do tempo, lista de atrasadas, etc.).

A exatidão dos resultados no óleo isolante qualquer que seja o método de interpretação adotado, depende diretamente da qualidade da amostragem, exatidão e confiabilidade da triagem e do resultado das análises recebidas do laboratório de óleo isolante. Neste contexto, são consideradas boas práticas a obtenção de amostras de óleo como ferramenta de conferência de resultados, bem como avaliação aprofundada de inconsistências em resultados no curto período de tempo o que representa irregularidades com a análise ou amostragem. [1]

5 – ENSAIOS DE CROMATOGRAFIA – NORMALIZAÇÃO –

Particularmente o tratamento dos resultados de análise de gases dissolvidos no óleo isolante pode ser dividido em pelo menos quatro partes: valores limites de gases, estudos de proporções de gases chaves, taxa de evolução de gases e relação entre gases combustíveis importantes.

No Anexo VI pode ser encontrado principais conceitos relativamente para a definição de diagnósticos baseado em gases chaves do óleo isolante frutos de falha, defeito ou acompanhamento de um transformador (gases chave). Consta do Anexo VII os principais critérios adotados como subsídios a diagnósticos de falhas a partir de resultados de gases dissolvidos no óleo isolante, constando basicamente de relação entre gases (Evolução, Rogers, ABNT, Laborelec, Duval).

5.1 – Valores Típicos de Limites de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante

Um resumo de alguns dos limites estabelecidos por empresas concessionárias, universidades, centros de pesquisa, prestadores de serviços de análise e diagnóstico, dentre outros. Também são apresentados os limites de evolução de gases (combustíveis ou não combustíveis) com o intuito de dar melhor visibilidade às variações existentes mostrando que estes valores também não são unanimidade no setor elétrico ou nos demais seguimentos e depende muito do parque de equipamentos existente e seu histórico de utilização, manutenção, etc.

Relatório Técnico

Subestação

A Norma IEC 60599 recomenda calcular as relações de gases e propor diagnósticos de falhas e/ou defeitos apenas quando a concentração de gás em operação ultrapassarem 90% dos valores típicos considerados normais. As justificativas para tal posicionamento tem relação com o dispêndio de recursos na manutenção dos 90% dos casos de gases dissolvidos analisados onde falhas são menos prováveis de ocorrer e focar os esforços no monitoramento de 10% dos casos onde a probabilidade de uma falha em operação é elevada. Além disto, abaixo dos valores indicados as razões de gás são relativamente inexatas e incertas. [4]

Tabela 5 – Limites de Volume de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante

Volume de Gases Combustíveis 90% de Trafos (ppm)							
Normalização / Gases	C2H2	H2	CH4	C2H4	C2H6	CO	CO2
IEC 60599 - sem comutadores sob carga ou comunicação	3-50	60-150	40-110	60-280	50-90	540-900	5100-13000
IEC 60599 - com comutador sob carga e comunicação	80-270	75-150	35-130	110-250	50-70	400-850	5300-12000
IEC 60599 - TC 14 todos transformadores	200	500	350	500	800	1000	14000
IEC 60599 - TF 11 todos transformadores*		50-150	30-130	60-280	20-90	400-600	3800-14000
IEC 60599 - TF 11 sem comutador sob carga ou comunicação*	2-20						
IEC 60599 - TF11 com comutador sob carga e comunicação*	60-280						
IEEE C 57.104 Normal	2	< 100	< 120	< 50	< 65	< 350	
IEEE C 57.104 Alerta	2-5	100-700	120-400	50-100	65-100	350-570	
IEEE C 57.104 Grave	> 5	> 700	> 400	> 100	> 100	> 570	
IEEE C 57.104 Normal	< 700						
IEEE C 57.104 Alerta	700 - 1900						
IEEE C 57.104 Grave	> 1900						
HidroQuebec Congress Limites de gases	0	400	150	200	150	300	
Duval - Limites de gases	3	100	75	75	75	700	7000
Dornenburg Limites de gases	35	100	120	50	65	350	
Pacific Gas & Energy - Limites de gases	15-70	150-1000	25-80	10-35	20-150	500-1000	10000-15000
Northern Technology & Testing - Limites de gases	7	1500	80	35	150	1000	10000

Nota: (*) - Levantamento e tratamento de dados de 18 mil transformadores de vários tipos - idades - volumes de óleo

A IEC 60599 recomenda também que cada companhia de energia calcule seus próprios valores típicos, uma vez que estes são dependentes do tipo de equipamento e das condições operacionais (utilização). [4]

Nas Tabelas 5 e 6 são indicadas as recomendações da Norma IEC 60599 para os limites de volume de gases combustíveis com base em levantamento estatístico de vários países, para transformadores com e sem comutação sob carga. Outros limites foram incorporados, encontrados em fontes de estudos e análises no meio acadêmico, setor elétrico, empresas (centros de pesquisa, etc.) dos vários seguimentos. [4, complementada]

Tabela 6 – Limites de Evolução de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante

Evolução de Gases Combustíveis 90% de Trafos (ppm/ano)							
Normalização / Gases	C2H2	H2	CH4	C2H4	C2H6	CO	CO2
IEC 60599 - TF 11 todos transformadores*		35-132	10-120	32-146	5-90	260-1060	1700-10000
IEC 60599 - TF 11 sem comutador sob carga ou comunicação*	0-4						
IEC 60599 - TF11 com comutador sob carga e comunicação*	21-37						
CPFL - Evolução de gases combustíveis ppm/dia normal	< 0,3						
CPFL - Evolução de gases combustíveis ppm/dia observação	0,3-1,0						
CPFL - Evolução de gases combustíveis ppm/dia suspeita leve	1,0-2,0						
CPFL - Evolução de gases combustíveis ppm/dia suspeita grave	> 2,0						
IEEE C 57.104 Normal % de ppm/dia	0,3% - 0,5%						
IEEE C 57.104 Alerta % de ppm/dia	0,5% - 7,0%						
IEEE C 57.104 Grave % de ppm/dia	> 7,0%						
Duval - Limites de evolução de gases combustíveis ppm/mês	3	10-50	8-38	8-38	8-38	70-350	700-3500
IEC 60599 - TF 11 sem comutador sob carga ou comunicação**	1	52	18	50	13	650	4720
IEC 60599 - TF 11 sem comutador sob carga ou comunicação**	0,1	6	2	5	1,5	70	520
IEC 60599 - TF 11 sem comutador sob carga ou comunicação***	0,00274	0,142466	0,049315	0,136988	0,035616	1,780822	12,9315068

Nota: (*) - Levantamento e tratamento de dados de 18 mil transformadores de vários tipos - idades - volumes de óleo ppm/ano
 (**) - Levantamento e tratamento de dados de 18 mil transformadores de função volume de óleo ppm/mês
 (***) - Levantamento e tratamento de dados de 18 mil transformadores função do volume de óleo ppm/dia calculado

5.2 – Valores Típicos de Taxa de Evolução de Gases Dissolvidos no Óleo

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafo e Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

A partir de 1999 várias propostas para melhorias destes limites estabelecidos foram elaboradas. Algumas das propostas podem ser vistas tanto na Tabela 5 como na Tabela 6, mostrando a grande variedade de combinações. Estas propostas têm sido estudadas e pesquisadas pelos comitês técnicos da Cigré que através de levantamentos e tratamento de dados chegaram aos resultados abaixo. [4 complementada].

Entretanto, estas pesquisas não se restringem ao Cigré, sendo que vários centros de pesquisa, universidade, empresas de energia (Doble, Hydro Quebec, Cepel, Usp, Tretech, etc.) vem estudado de forma permanente estas questões visando melhorar as condições de diagnóstico e confirmações práticas dos resultados de aplicativos e ferramentas tecnológicas (monitoração, redes neurais, etc.).

5.3 – Diagnósticos e Ações Gerenciais

Os diagnósticos completos são normalmente elaborados com acompanhamento em três níveis: i) a empresa contratada para análise de óleo e papel isolante; ii) as áreas de gestão de ativos e serviços de transmissão; iii) as demandas de casos duvidosos para análise complementar da engenharia de manutenção e confirmação ou complementos ao diagnóstico original da empresa contratada, com base na normalização brasileira. Como indicado anteriormente, as medidas típicas preventivas são: redução de carregamento, aumento da frequência de amostragens e ensaios, inspeção visual (ruído anormal, vazamentos, circulação de corrente pelo neutro), inspeção termográfica, etc.

6 – ENSAIOS FÍSICO QUÍMICOS – NORMALIZAÇÃO –

Um grande número de ensaios pode ser executado em óleos minerais isolantes de equipamentos elétricos. Os ensaios relacionados na Tabela 7, classificados como grupo 1, são considerados suficientes para determinar se as condições do óleo estão adequadas para operação contínua e sugerir o tipo de ação corretiva necessária, onde aplicável. Os ensaios descritos não estão relacionados em ordem de prioridade.

Particularmente o tratamento dos resultados de físico químicos do óleo isolante pode ser feito dividido em pelo menos duas partes: valores limites e ações de manutenção tais como regeneração, recondicionamento, etc. dependendo das características.

No Anexo I pode ser encontrado principais conceitos dos ensaios realizados em óleo isolante. No Anexo II temos os valores básicos de óleo mineral isolante novo e sem uso, bem como características típicas de óleo mineral isolante incorporado em transformadores novos, em função do nível de tensão. Consta do Anexo III os principais critérios adotados como subsídios à diagnósticos de qualidade de óleo isolante, basicamente relacionados com valores limites normalizados.

6.1 - Valores Típicos de Características Físico Químicas do Óleo Isolante

A Normalização Brasileira [2] recomenda a avaliação pelo limite permitido de características físico químicas do óleo isolante de transformadores em operação para avaliação da sua qualidade para utilização em equipamentos elétricos, como pode ser acompanhado na Tabela 9 abaixo. Os itens principais referem se basicamente ao controle de tensão interfacial, índice de neutralização, fator de perdas, rigidez dielétrica e teor de água (Tabela 7). Na Tabela 8 é apresentado limites de contagem de partículas pertencente à Tabela 7.

Relatório Técnico
Subestação

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e
Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente
Tabela 7 – Ensaios para Óleo Mineral Isolante e Grupos

Propriedade	Grupo ⁴⁾	Norma
Cor e aparência	1	ABNT NBR 14483
Rigidez dielétrica	1	ABNT NBRIEC 60156
Teor de água	1	ABNT NBR 10710
Índice de neutralização (Acidez)	1	ABNT NBR 14248
Tensão interfacial	1	ABNT NBR 6234
Fator de perdas dielétricas	1	ABNT NBR 12133
Resistividade	3	ASTM D-1169
Teor de inibidor ³⁾	2	ABNT NBR 12134
Sedimento e borra	2	ABNT NBR 10576
Partículas (contagem de partículas)	3	ABNT NBR 14275
Estabilidade à oxidação ¹⁾	3	ABNT NBR 10504
Ponto de fulgor ²⁾	3	NBR 11341
Compatibilidade ²⁾	3	NBR 14274
Ponto de fluidez ²⁾	3	NBR 11349
Densidade ²⁾	1	NBR 7148
Viscosidade ²⁾	3	NBR 10441
Bifenilas policloradas (PCB)	3	NBR 13882
Enxofre corrosivo ¹⁾	3	NBR 10505
¹⁾ Exigido apenas sob circunstâncias especiais; ver a subseção aplicável. ²⁾ Não essencial, mas pode ser utilizado para estabelecer identificação do tipo. ³⁾ Restrito a óleos inibidos. ⁴⁾ O Grupo 1 possui ensaios de rotina, o Grupo 2 possui ensaios complementares e o Grupo 3 possui ensaios investigativos especiais.		

Tabela 8 – Limites de Resultados de Contagem de Partículas
(Tabela 6 da Norma Brasileira NBR 10576)

Partículas/100 mL		Classificação da contaminação
5 µm	15 µm	
250	32	Sem contaminação
1 000	130	Baixa
32 000	4 000	Normal
130 000	16 000	Marginal
NOTAS 1 É recomendada a realização do ensaio de contagem de partículas quando o resultado da rigidez dielétrica apresentar valores incompatíveis com o resultado do ensaio de teor de água. 2 Para identificação das partículas, recomenda-se utilizar a ASTM D-5185 (B1). 3 Fonte: (B2) - CIGRÉ WG 12.17 – Brochure 157 – JUN 2000 – Effect of Particles on Transformer Dielectric Strength.		

Tabela 9 – Limites de Resultados de Ensaios Físico Químicos

Tabela 7 – Transformadores e reatores

Característica	Método de ensaio	≤ 36,2 kV	> 36,2 kV ≤ 72,5 kV	> 72,5 kV ≤ 145 kV	> 145 kV
Aparência	Visual		Claro, isento de materiais em suspensão		
Rigidez dielétrica, kV eletrodo tipo calota, mín.	ABNT NBR IEC 60156	40		50	60
Teor de água, mg/kg, máx.	ABNT NBR 10710	40		30	20
Fator de perdas, %, máx. a 25 °C a 90 °C a 100 °C	ABNT NBR12133		0,5 15 20		– 12 15
Índice de neutralização mg KOH/g, máx.	ABNT NBR 14248	0,20		0,15	
Tensão interfacial, a 25 °C, mN/m, mín.	ABNT NBR 6234	20		22	25
Ponto de fulgor, °C, mín.	ABNT NBR 11341	130 °C			
Sedimentos	Ver Anexo A	Nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02 % em massa devem ser desprezados			
Inibidor (DBPC)	ABNT NBR 12134	Reinibir para 0,3 % quando forem atingidos valores menores que 0,1 %			

A Norma Brasileira [2] recomenda também que cada companhia de energia calcule seus próprios valores típicos, uma vez que estes são dependentes do tipo de equipamento e das condições operacionais (utilização). Tabela 9.

Nota: As prescrições e limites para teores de água normalizados não levam em consideração aspectos relacionados ao tipo construtivo do conservador de óleo (com ou sem membranas, selados e não selados, etc.). Também não leva em consideração a idade do equipamento e do óleo isolante. Ambos os parâmetros relacionados ao transformador interferem diretamente no conteúdo de umidade interno.

6.2 – Critérios Típicos de Diagnóstico e Ações de Manutenção

As recomendações de valores limites e ações de manutenção correspondentes encontram-se descritos na Tabela 4 levando em conta uma grande variedade de combinação entre as principais características do óleo isolante (fator de perdas, rigidez dielétrica, teor de água, índice de neutralização e tensão interfacial). [3]. Na Tabela 10 consta de principais recomendações dependendo das características encontradas no óleo isolante.

Tg a 90°C(%) ou FP a 100°C (%) (Fator de perdas dielétricas a 90°C ou a 100°C)	Rigidez	Teor de água	Acidez	TIF > 20 mN/m a 25°C	Recomendações
A	A	A	A	A	Nenhuma
				N	Regeneração ou troca do óleo
			N	-	Regeneração ou troca do óleo e limpeza da PA
	A	A	A	A	Filtragem do óleo
				N	Regeneração ou troca do óleo
			N	-	Regeneração ou troca do óleo
	N	N	A	A	Secagem da PA e do óleo
				N	Secagem da PA e Regeneração ou troca do óleo
			N	-	Secagem da PA e Regeneração ou troca do óleo
	-	-	-	-	Regeneração ou troca do óleo

Notas: a) Regeneração ou troca do óleo (o que for mais econômico).

b) Regeneração = tratamento com terra Fuller = tratamento químico com meio básico (por exemplo, metassilicatos) e/ou tra-tamento com meio absorvente sólido (por exemplo, argilas, bauxita ou carvão ativado). O óleo assim tratado deve ser aditiva-do com 0,3% em massa de DBPC (dibutil terciário paracresol).

c) PA = parte ativa.

d) A = atende; N = não atende.

7 – DIAGNÓSTICO AUTOMATICO DE CRITICIDADE E QUALIDADE

Para melhorar as condições de entendimento, cálculo analítico e diagnóstico de criticidade de transformadores com relação a evolução de gases combustíveis foi desenvolvida uma planilha em Excel (versão beta) com os conceitos teóricos indicados anteriormente, divididos em quatro partes:

- **Entrada de Dados:** caracterização do transformador e resultados relevantes
- **Processamento:** formulas e cálculos dos principais parâmetros
- **Saída de Dados:** resultados do processamento e simulações realizadas
- **Diagnóstico:** gráficos analíticos de tendências e criticidade de transformadores

7.1 – Entrada de Dados

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

A entrada de dados refere-se às principais informações e últimos resultados de ensaios em óleo isolante de cada um dos transformadores de potência das famílias definidas para a análise de criticidade com base na evolução de gases combustíveis e qualidade de óleo isolante, como mostrado nas Tabelas 11, 12 e 13.

De posse destes dados de características e resultados dos últimos ensaios em óleo isolante existentes em placas de identificação e cadastro SAP (caracterização de transformadores, resultados de cromatografia, resultados de físico químicos) completa-se na Aba: Diagnóstico de Criticidade (Células: I9 até AE1000 e AV9 até BE1000). As unidades são descritas em cada característica (por exemplo: potência nominal em MVA, tensão nominal em KV, etc.). Não devem ser introduzidos dados onde existem informações localizadas na coloração destaque amarela.

Os resultados de ensaios devem ser preenchidos igualmente para duas linhas de dados (penúltima e última amostragem e ensaios, ordem crescente).

Tabela 11 – Entrada de Dados: Caracterização do Transformador e da Subestação

Trafo Cia	Série	Potência MVA	Tensão AT	Tensão MT	Fabricante	Comutador	Ano Fabricação	Status	Subestação	Cidade	Região
992717	04417126	12,5MVA	69KV	13,8KV	WEG	CDC	2018	OPER	JBO	JOSE BONIFACIO	Noroeste
992717	04417126	12,5MVA	69KV	13,8KV	WEG	CDC	2018	OPER	JBO	JOSE BONIFACIO	Noroeste
984574	410893	12,5MVA	69KV	13,8KV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste
984574	410893	12,5MVA	69KV	13,8KV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste
984573	410892	12,5MVA	69KV	13,8KV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste
984573	410892	12,5MVA	69KV	13,8KV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste
975554	04197799	12,5MVA	138KV	13,8KV	WEG	CDC	2018	OPER	ITL	ITAPOLIS	Noroeste
975554	04197799	12,5MVA	138KV	13,8KV	WEG	CDC	2018	OPER	ITL	ITAPOLIS	Noroeste
961948	323232	33MVA	138KV	13,8KV	WEG	CDC	2018	OPER	RLE	RIBEIRAO PRETO	Nordeste
961948	323232	33MVA	138KV	13,8KV	WEG	CDC	2018	OPER	RLE	RIBEIRAO PRETO	Nordeste
918508	03184135	25MVA	138KV	34,5KV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste
918508	03184135	25MVA	138KV	34,5KV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste
914853	03184134	20MVA	145KV	15,0KV	WEG	CDC	2016	OPER	SCN	VILA BRANDINA	Sudeste
914853	03184134	20MVA	145KV	15,0KV	WEG	CDC	2016	OPER	SCN	VILA BRANDINA	Sudeste
909647	03184135	25MVA	138KV	34,5KV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste
909647	03184135	25MVA	138KV	34,5KV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste
909598	03184126	26,6MVA	138KV	13,8KV	WEG	CDC	2016	OPER	PAI	ARARAQUARA	Nordeste

Tabela 12 – Entrada de Dados: Resultados de Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos

Data de Último e Penúltimo Ensaio	Hidrogenio	Oxigenio	Nitrogenio	Metano	Mon carb	Diox carb	Etileno	Etano	Acetileno	TGC
25/03/19	3	4000	17300	0	37	190	0	0	0	40
13/09/19	110	1100	54200	0	226	650	1	0	0	337
11/04/19	6	17700	61800	0	71	370	0	0	0	77
06/05/19	30	19100	67700	0	119	800	3	2	0	154
11/04/19	6	16500	57200	0	55	290	0	0	0	61
06/05/19	9	15100	51200	0	58	350	1	1	0	69
18/03/19	4	14000	42900	0	92	650	1	0	0	97
23/08/19	6	27400	82300	0	192	780	3	3	0	204
02/04/19	3	4200	25200	0	81	190	0	0	0	84
08/04/19	4	11700	44900	0	111	340	0	0	0	115
20/05/19	10	5900	43100	2	431	970	1	1	0	445
21/11/19	9	8300	49000	0	358	950	3	6	0	376
16/11/18	5	32200	87700	0	209	850	1	3	0	218
11/06/19	12	31800	84700	0	193	810	1	1	0	207
20/05/19	9	6000	34500	6	277	960	1	5	0	298
21/11/19	10	7900	38300	0	230	620	1	0	0	241
23/10/17	5	16800	51200	0	69	470	2	0	0	76

Tabela 13 – Qualidade do Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Tabela 13 – Entrada de Dados: Resultados de Análise Físico-Químicos do Óleo Isolante

Cia	Data ensaio	H2O	Temp C	RD Calota	TI 40	IN	COR	DNS	FP100
992717	25/03/2019	8	56	75	47,1	0,01	0,5	0,876	0,18
992717	25/03/2019	8	56	75	47,1	0,01	0,5	0,876	0,18
984574	06/05/2019	5	20	75	44,2	0,01	0,5	0,88	0,48
984574	06/05/2019	5	20	75	44,2	0,01	0,5	0,88	0,48
984573	06/05/2019	6	20	75	41,6	0,01	0,5	0,879	0,59
984573	06/05/2019	6	20	75	41,6	0,01	0,5	0,879	0,59
975554	24/07/2019	3	46	84	43,5	0,01	0,5	0,88	0,23
975554	24/07/2019	3	46	84	43,5	0,01	0,5	0,88	0,23
961948	28/08/2019	3	20	80	45,6	0,01	0,5	0,878	0,2
961948	28/08/2019	3	20	80	45,6	0,01	0,5	0,878	0,2
918508	20/05/2019	2	20	75	44,4	0,01	0,5	0,878	0,8
918508	20/05/2019	2	20	75	44,4	0,01	0,5	0,878	0,8
914853	11/06/2019	1	20	75	45,5	0,01	0,5	0,876	0,15
914853	11/06/2019	1	20	75	45,5	0,01	0,5	0,876	0,15
909647	21/11/2019	2	46	84	43	0,01	0,5	0,878	0,32
909647	21/11/2019	2	46	84	43	0,01	0,5	0,878	0,32
909598	16/08/2019	6	20	83	42,5	0,01	0,5	0,877	0,43

7.2 – Processamento

Com base nos principais dados de entrada (localização, número de série, fabricante, resultados de ensaios de análise cromatográfica, resultados de ensaios físico químicos etc.), o processamento de dados (cálculos da Tabela 14 e 16) pelas fórmulas obtidas da normalização e critérios de diagnósticos constantes do Anexo VII, de maneira automática e simultaneamente, por vários métodos, como:

- Avaliação da aparelhagem
- Critério da IEC ABNT
- Critério de Rogers
- Critério do triângulo de Duval
- Critério de Dornenburg
- Critério da Doble
- Critério de degradação do papel
- Critério de evolução de gases combustíveis
- Critério da General Electric

Tabela 14 Overview dos Cálculos de Criticidade de Transformadores

Nº Cia.	Data ensaio	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	TGC	TG	Data prtx. amostra	Vol./pos.	00/01/1900	Cód. prtx.	PROGRAMA
992717	25/03/19	3,000001	4000,000002	17300	0,000004	37,000005	190,000006	0,000007	0,000008	0,000009	40,00	107,00	36900,00	189,00	1,00	0,00	4128
992717	13/09/19	110,000011	1100,000002	54200	0,000004	226,000005	650,000006	1,000007	0,000008	0,000009	337,00	0,00	0,00	460,00	0,00	297,00	172
984574	11/04/19	6,000012	17700	61800	0,000042	71,000052	370,000062	0,000072	0,000082	0,000092	77,00	24,00	5900,00	46,00	3,00	0,00	600
984574	06/05/19	30,000013	19100	67700	0,000043	119,000053	800,000063	3,000073	2,000083	0,000093	154,00	1400,00	0,00	430,00	2,00	77,00	25
984573	11/04/19	6,000014	16500	57200	0,000044	55,000054	290,000064	0,000074	0,000084	0,000094	61,00	3,00	0,00	3,00	1,00	0,00	600
984573	06/05/19	9,000015	15100	51200	0,000045	58,000055	350,000065	1,000075	1,000085	0,000095	69,00	0,00	0,00	60,00	1,00	8,00	25
975554	19/03/19	4,000016	14000	42900	0,000046	82,000056	650,000066	1,000076	0,000086	0,000096	97,00	2,00	39400,00	100,00	2,00	0,00	3792
975554	23/08/19	6,000017	27400	82300	0,000047	192,000057	780,000067	3,000077	3,000087	9,7E-06	204,00	13400,00	0,00	130,00	3,00	107,00	158
961948	02/04/19	3,000018	4200,000003	25200	0,000048	81,000058	190,000068	0,000078	8,8E-06	9,8E-06	84,00	1,00	19700,00	30,00	0,00	0,00	144
961948	08/04/19	4,000019	11700	44900	0,000049	111,000059	340,000069	0,000079	8,9E-06	9,9E-06	115,00	7500,00	0,00	150,00	0,00	31,00	6
918019/930396	13/09/19	1,000002	19500	32900	0,00005	24,000006	200,000007	0,000008	9E-06	0,00001	25,00	6,00	43100,00	109,00	0,00	0,00	576
918019/930396	07/10/19	7,000021	24600	76000	0,000051	133,000061	860,000071	0,000081	9,1E-06	0,0000101	140,00	13700,00	0,00	660,00	0,00	115,00	24
918508	20/05/19	10,000022	5900,000003	43100	2,000052	431,000062	970,000072	1,000082	1,000092	0,0000102	445,00	0,00	5900,00	0,00	2,00	0,00	4440
918508	21/11/19	9,000023	8300,000003	49000	0,000053	358,000063	950,000073	3,000083	6,000093	0,0000103	376,00	2400,00	0,00	0,00	5,00	7,00	185
11114	16/11/19	7,000024	21900	85800	0,000054	216,000064	700,000074	1,000084	1,000094	0,0000104	225,00	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4968
11114	11/06/19	11,000025	5500,000004	38700	0,000055	212,000065	670,000075	1,000085	3,000095	0,0000105	227,00	0,00	0,00	0,00	2,00	6,00	207
914853	16/11/18	5,000026	32200	87700	0,000056	209,000066	850,000076	1,000086	3,000096	0,0000106	218,00	7,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4968
914853	11/06/19	12,000027	31800	84700	0,000057	193,000067	810,000077	1,000087	1,000097	0,0000107	207,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	207

Relatório Técnico

Subestação

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e												
Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível												
c1; c2h2 = 1				c2 h2 = 01/01/1900		2	1	5	10	1	1	RESULTADO
torção	0,05	0,02	0,01	0,005	0,001	0,0005	0,0001	0,00005	0,00001	0,000005	0,000001	SUSPEITO

Critérios de Diagnósticos de Cronicidade de Traços e																		
Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente																		
Delta T	=1; co=5; co2=10; c2H4=1; c2H6=1; c2H2=1	c2 H2 = 01/01/1900												RESULTADO 1				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
5,73333333	1E-07	0,00001911	normal	0,048333334	normal	0,08	normal	0,716666667	normal	1,499999975	suspeito	0	0	0	0	1	1	SUSPEITO
0,833333333	1E-07	0,00001953	normal	0,048333334	normal	0,08	normal	0,716666667	normal	1,499999975	suspeito	0	0	0	0	1	1	SUSPEITO
600,0	1E-07	0,00001953	normal	0,048333334	normal	0,08	normal	0,716666667	normal	1,499999975	suspeito	0	0	0	0	1	1	SUSPEITO
5,266666667	1E-07	0,00001995	normal	0,008333334	normal	0,005	normal	0,1	normal	1	suspeito	0	0	0	0	1	1	SUSPEITO
3752,0	1E-07	0,00002037	normal	0,001845992	normal	0,026371308	normal	0,0342827	normal	0,666666678	normal	0	0	0	0	0	0	NORMAL
0,2	1E-07	0,00002079	normal	0,006944447	normal	0,208333334	normal	1,041666667	normal	1	suspeito	0	0	0	0	1	1	SUSPEITO
144,0	1E-07	0,00002121	normal	0,010416667	normal	0,189236111	normal	1,145833334	normal	1	suspeito	0	0	0	0	1	1	SUSPEITO
576,0	1E-07	0,00002163	normal	0,000909091	normal	-0,016441441	normal	-0,004504504	normal	0,400000012	normal	0	0	0	0	0	0	NORMAL
4440,0	1E-07	0,00002205	normal	0,00120773	normal	-0,000805153	normal	-0,006038647	normal	5E-08	normal	0	0	0	0	0	0	NORMAL
6,9	1E-07	0,00002247	normal	0,001006441	normal	-0,003220612	normal	-0,000805153	normal	-5E-08	normal	0	0	0	0	0	0	NORMAL

Os cálculos principais são processados com base nos critérios adotados pelo setor elétrico um deles apresentado como exemplo na Tabela 15 e 17.

Tabela 15 – Overview Critério de Rogers

Critério de Diagnóstico Rogers

Trata-se de diagnóstico muito difundido sendo considerado mais completo, utilizado pela CPFL e demais empresas do setor elétrico brasileiro, obtendo-se uma codificação a partir dos resultados da relação entre os gases combustíveis considerados chaves.

Tabela I – Relação de Gases Combustíveis

Resultados da Relação de Gases Combustíveis	Código C2H2/C2H4	Código CH4/H2	Código C2H4/C2H6	Código C2H6/CH4
Entre 0 e 1,0	----	1	----	----
> 0,1 e < 1,0	----	2	----	----
< 0,5	0	----	----	----
<1,0	----	----	0	0
Entre 0,5 e 3,0	1	----	----	----
Entre 1,0 e 3,0	----	3	1	----
> 1,0	----	----	----	1
> 3,0	2	4	2	----

A partir desta codificação é possível definir o fenômeno que vem se desenvolvendo dentro do equipamento em análise.

Tabela 16 – Overview dos Cálculos de Qualidade do Óleo Isolante

Número	Série	RIGIDEZ	TEOR	temperatura	DENS	INDICE	FATOR	TENSÃO	COR	DATAPRG	PARECER	Situação	Sigla	SE	REGIÃO
992717	104417126	75	8	56	0,876	0,01	0,18	47,1	0,5	25/03/2015	Condições	OPER	JBO		Noroeste
992717	104417126	75	8	56	0,876	0,01	0,18	47,1	0,5	25/03/2015	Condições	OPER	JBO		Noroeste
984574	410893	75	5	20	0,88	0,01	0,48	44,2	0,5	06/05/2015	Condições	OPER	IGV		Nordeste
984574	410893	75	5	20	0,88	0,01	0,48	44,2	0,5	06/05/2015	Condições	OPER	IGV		Nordeste
984573	410892	75	6	20	0,879	0,01	0,59	41,6	0,5	06/05/2015	Condições	OPER	IGV		Nordeste
984573	410892	75	6	20	0,879	0,01	0,59	41,6	0,5	06/05/2015	Condições	OPER	IGV		Nordeste
975554	104197795	84	3	46	0,88	0,01	0,23	43,5	0,5	24/07/2015	Condições	OPER	ITL		Noroeste
975554	104197795	84	3	46	0,88	0,01	0,23	43,5	0,5	24/07/2015	Condições	OPER	ITL		Noroeste
961948	323232	80	3	20	0,878	0,01	0,2	45,6	0,5	28/08/2015	Condições	OPER	RLE		Nordeste
961948	323232	80	3	20	0,878	0,01	0,2	45,6	0,5	28/08/2015	Condições	OPER	RLE		Nordeste
918508	103184135	75	2	20	0,878	0,01	0,8	44,4	0,5	20/05/2015	Condições	OPER	AUX		Noroeste
918508	103184135	75	2	20	0,878	0,01	0,8	44,4	0,5	20/05/2015	Condições	OPER	AUX		Noroeste
914853	103184134	75	1	20	0,876	0,01	0,15	45,5	0,5	11/06/2015	Condições	OPER	SCN		Sudeste
914853	103184134	75	1	20	0,876	0,01	0,15	45,5	0,5	11/06/2015	Condições	OPER	SCN		Sudeste
909647	103184135	84	2	46	0,878	0,01	0,32	43	0,5	21/11/2015	Condições	OPER	AUX		Noroeste
909647	103184135	84	2	46	0,878	0,01	0,32	43	0,5	21/11/2015	Condições	OPER	AUX		Noroeste
909598	103184126	83	6	20	0,877	0,01	0,43	42,5	0,5	16/08/2015	Condições	OPER	PAI		Nordeste
909598	103184126	83	6	20	0,877	0,01	0,43	42,5	0,5	16/08/2015	Condições	OPER	PAI		Nordeste
909075	103184134	75	4	20	0,877	0,01	0,1	45,9	0,5	06/08/2015	Condições	OPER	VIR		Sudeste
909075	103184134	75	4	20	0,877	0,01	0,1	45,9	0,5	06/08/2015	Condições	OPER	VIR		Sudeste
908356	246330102	75	5	20	0,877	0,01	0,2	44,2	0,5	13/03/2015	Condições	OPER	MAP		Noroeste

Relatório Técnico

Subestação

geral	Regenerar critério	Recondicionar critério	Qualidade de Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível	Correspondente
g delta 90	nsão Interface Neutrac	Recondicionar critério	Qualidade de Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível	Correspondente
-0,98801	1,13994	-0,93338	0,49970	-0,46667
-0,98801	1,13994	-0,93338	0,49970	-0,46667
-0,96802	1,00818	-0,93338	0,49970	-0,66667
-0,96802	1,00818	-0,93338	0,49970	-0,66667
-0,96069	0,89005	-0,93338	0,49970	-0,60000
-0,96069	0,89005	-0,93338	0,49970	-0,60000
-0,98468	0,97637	-0,93338	0,67966	-0,80000
-0,98468	0,97637	-0,93338	0,67966	-0,80000
-0,98668	1,07179	-0,93338	0,59968	-0,80000
-0,98668	1,07179	-0,93338	0,59968	-0,80000
-0,94670	1,01726	-0,93338	0,49970	-0,86667
-0,94670	1,01726	-0,93338	0,49970	-0,86667
-0,99001	1,06724	-0,93338	0,49970	-0,93333
-0,99001	1,06724	-0,93338	0,49970	-0,93333
-0,97868	0,95366	-0,93338	0,67966	-0,86667
-0,97868	0,95366	-0,93338	0,67966	-0,86667
-0,97135	0,93094	-0,93338	0,65967	-0,60000
-0,97135	0,93094	-0,93338	0,65967	-0,60000
-0,99334	1,08542	-0,93338	0,49970	-0,73333
-0,99334	1,08542	-0,93338	0,49970	-0,73333
-0,98668	1,00818	-0,93338	0,49970	-0,66667

Tabela 17 – Overview Critério de Limites de Características Normalizadas NBR 10576

Tabela 7 – Transformadores e reatores				
Característica	Método de ensaio	≤ 36,2 kV	> 36,2 kV ≤ 72,5 kV	> 72,5 kV ≤ 145 kV
Aparência	Visual	Claro, isento de materiais em suspensão		
Rigidez dielétrica, kV eletrodo tipo calota, mín.	ABNT NBR IEC 60156	40	50	60
Teor de água, mg/kg, máx.	ABNT NBR 10710	40	30	20
Fator de perdas, %, máx.	ABNT NBR12133	0,5		
a 25 °C		15		
a 90 °C		20		
Índice de neutralização mg KOH/g, máx.	ABNT NBR 14248	0,20	0,15	
Tensão interfacial, a 25 °C, mN/m, mín.	ABNT NBR 6234	20	22	25
Ponto de fulgor, °C, mín.	ABNT NBR 11341	130 °C		
Sedimentos	Ver Anexo A	Nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02 % em massa devem ser desprezados		
Inibidor (DBPC)	ABNT NBR 12134	Reinibir para 0,3 % quando forem atingidos valores menores que 0,1 %		

7.3 – Saída de Dados

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Após o processamento, a saída de dados principais aparece automaticamente e simultaneamente, podendo ser vistos na Aba: Diagnóstico Criticidade (Células: AU9 até AU100 e BF8 até BF1000). Tabelas 18 e 19. Não devem ser modificadas as células.

Tabela 18 – Overview Diagnósticos de Criticidade do Transformador

Trafo Cia	Série	Potencia MVA	Tensão AT	Tensão MT	Fabricante	Comutador	Ano Fabricação	Status	Subestação	Cidade	Região	Ações de Manutenção para Evolução de Gases Combustíveis
992717	04417126	12,5MVA	69kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	JBO	JOSE BONIFACIO	Noroeste	Acompanhamento 2: Amostragem
992717	04417126	12,5MVA	69kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	JBO	JOSE BONIFACIO	Noroeste	Acompanhamento 2: Amostragem
984574	410893	12,5MVA	69kV	13,8kV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste	Acompanhamento 3: Amostragem
984574	410893	12,5MVA	69kV	13,8kV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste	Acompanhamento 3: Amostragem
984573	410892	12,5MVA	69kV	13,8kV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste	Acompanhamento 1: Amostragem
984573	410892	12,5MVA	69kV	13,8kV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste	Acompanhamento 1: Amostragem
975554	04197799	12,5MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	ITL	ITAPOLIS	Noroeste	Acompanhamento 1: Amostragem
975554	04197799	12,5MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	ITL	ITAPOLIS	Noroeste	Acompanhamento 1: Amostragem
961948	323232	33MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	RLE	RIBERA O PRETO	Nordeste	Acompanhamento 3: Amostragem
961948	323232	33MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	RLE	RIBERA O PRETO	Nordeste	Acompanhamento 3: Amostragem
918508	03184135	25MVA	138kV	34,5kV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste	Normal: Amostragem em seis meses
918508	03184135	25MVA	138kV	34,5kV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste	Normal: Amostragem em seis meses
914853	03184134	20MVA	145kV	15,0kV	WEG	CDC	2016	OPER	SCN	VILA BRANDINA	Sudeste	Normal: Amostragem em seis meses
914853	03184134	20MVA	145kV	15,0kV	WEG	CDC	2016	OPER	SCN	VILA BRANDINA	Sudeste	Normal: Amostragem em seis meses
909647	03184135	25MVA	138kV	34,5kV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste	Normal: Amostragem em seis meses
909647	03184135	25MVA	138kV	34,5kV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste	Normal: Amostragem em seis meses
909598	03184126	26,6MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2016	OPER	PAI	ARARAQUARA	Nordeste	Acompanhamento 1: Amostragem
909598	03184126	26,6MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2016	OPER	PAI	ARARAQUARA	Nordeste	Acompanhamento 1: Amostragem

Os resultados de criticidade do transformador são acompanhados de detalhes complementares como no exemplo abaixo, para o transformador 992717:

- Acompanhamento 2: Amostragem em dois meses. Análise de dados adicionais (ruído anormal, carregamento elevado, eventos na subestação, radiador fechado, vazamentos de óleo, sobre excitação do núcleo, etc.). Reduzir carregamento à potência nominal. IEEE Limite de gases normal. IEEE Evolução de gases em estado de alerta. Índice de suspeição: 0,375

Tabela 19 – Overview Diagnósticos de Qualidade do Óleo Isolante

Trafo Cia	Série	Potencia MVA	Tensão AT	Tensão MT	Fabricante	Comutador	Ano Fabricação	Status	Subestação	Cidade	Região	Ações de Manutenção para Qualidade de Óleo Isolante
992717	04417126	12,5MVA	69kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	JBO	JOSE BONIFACIO	Noroeste	Condições Normais
992717	04417126	12,5MVA	69kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	JBO	JOSE BONIFACIO	Noroeste	Condições Normais
984574	410893	12,5MVA	69kV	13,8kV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste	Condições Normais
984574	410893	12,5MVA	69kV	13,8kV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste	Condições Normais
984573	410892	12,5MVA	69kV	13,8kV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste	Condições Normais
984573	410892	12,5MVA	69kV	13,8kV	ABB	CDC	2010	OPER	IGV	IGARAPAVA	Nordeste	Condições Normais
975554	04197799	12,5MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	ITL	ITAPOLIS	Noroeste	Condições Normais
975554	04197799	12,5MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	ITL	ITAPOLIS	Noroeste	Condições Normais
961948	323232	33MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	RLE	RIBERA O PRETO	Nordeste	Condições Normais
961948	323232	33MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2018	OPER	RLE	RIBERA O PRETO	Nordeste	Condições Normais
918508	03184135	25MVA	138kV	34,5kV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste	Condições Normais
918508	03184135	25MVA	138kV	34,5kV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste	Condições Normais
914853	03184134	20MVA	145kV	15,0kV	WEG	CDC	2016	OPER	SCN	VILA BRANDINA	Sudeste	Condições Normais
914853	03184134	20MVA	145kV	15,0kV	WEG	CDC	2016	OPER	SCN	VILA BRANDINA	Sudeste	Condições Normais
909647	03184135	25MVA	138kV	34,5kV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste	Condições Normais
909647	03184135	25MVA	138kV	34,5kV	WEG	CDC	2016	OPER	AUX	BOTUCATU	Noroeste	Condições Normais
909598	03184126	26,6MVA	138kV	13,8kV	WEG	CDC	2016	OPER	PAI	ARARAQUARA	Nordeste	Condições Normais

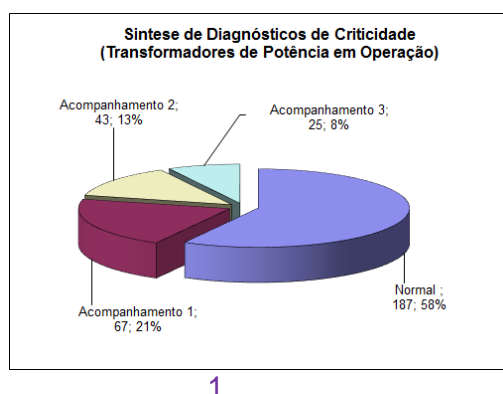
Os resultados de criticidade do transformador são acompanhados de detalhes complementares como no exemplo abaixo, para o transformador 686321:

- Planejar e programar recondicionamento

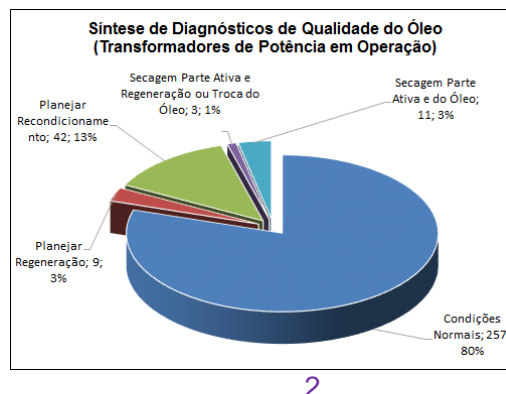
7.4 – Diagnóstico

Criterios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Com base nos resultados da saída de dados, automaticamente e simultaneamente são apresentados os diagnósticos de cada um dos transformadores e suas tendências. Os gráficos gerados (Gráficos 1 e 2) mostram as condições estratificadas por tipo de acompanhamento 1, 2, 3 ou Normal) para análise cromatográfica e ações de manutenção para manter a qualidade do óleo isolante. Não devem ser modificadas as células.



1



2

Gráfico 1 Estatísticas de Criticidade do Transformador
Gráfico 2 Estatísticas da Qualidade do Óleo Isolante do Transformador

8 – CONCLUSÕES

Foi apresentado uma síntese dos principais conceitos e critérios adotados para duas das técnicas de manutenção preditiva consagradas no setor elétrico, representadas pela análise cromatográfica de gases dissolvidos no óleo isolante e análise físico químico do óleo isolante, respectivamente para diagnósticos da criticidade de transformadores de potência e para definição da qualidade de seu óleo isolante, usando como referência a Normalização Brasileira e experiência das empresas do Grupo CPFL Energia, bem como foi apresentado um aplicativo de cálculo inteligível, criado com o intuito de levar a termo um diagnóstico automatizado, a partir de informações de resultados destes ensaios, visando obter subsídios fundamentais para discussões, análises e decisões a respeito deste processo de avaliação.

8.1 - Criticidade de Transformadores de Potência

Relativamente à criticidade de transformadores, foram apresentados os principais conceitos afeitos a manutenção preditiva de transformadores de potencia através com possibilidade de avaliação de sua condição na busca de conhecer com antecedência e de forma confiável o desenvolvimento de falhas incipientes, através de análise de gases dissolvidos no óleo isolante. Especificamente a respeito de evolução de gases dissolvidos no óleo isolante, foi apresentada uma série de limites de volume e taxa de evolução, que complementam os principais critérios adotados largamente (Rogers, IEC, Duval, etc.) e proporção de gases chaves. Lembrando que não existe uma regra única para as empresas, sendo que, para adoção deste ou aquele método existem pré-requisitos a serem respeitados que incluem os dados históricos do equipamento e estratégias das empresas. Não menos importante são as coletas de amostras de óleo isolante que devem ser realizadas de forma adequada e confiável.

Como demonstrado, à variedade de limites e suas disparidades aparentemente referem-se a falta de unanimidade nestas referências, que poderia ser explicado pela gama de diversificação de equipamentos tais como: tipos construtivos – idade - fabricante – tamanho – utilização. Este fato é normalmente superado pela adoção de grande número de informações procurando estabelecer uma linha coerente de subsídios para diagnósticos de forma organizada, estruturada e quantificada (por exemplo: % indefinidos, % suspeitos e % normal). A CPFL adota este critério e considera que desta forma possui maiores chances de se obter subsídios coerentes de tendências de falhas incipientes, para uma decisão a respeito do nível de criticidade de transformadores (redução de carregamento, aumento da frequência de análises, retirada de operação para investigação, etc.).

A análise dos gases dissolvidos em óleo isolante (DGA) é a técnica de avaliação e monitoramento da condição de operação dos equipamentos imersos em óleo isolante mais extensivamente aplicada em Sistemas Elétricos em todo o mundo e se mostra muito eficiente na prevenção de falhas não instantâneas notadamente em autotransformadores, reatores e transformadores de potência.

Embora a técnica de cromatografia gasosa usualmente aplicada na quantificação dos gases seja simples e amplamente conhecida, os diagnósticos baseados nos resultados mostram-se muito mais complexos devido a grande quantidade de variáveis a ser considerada, desde as mais evidentes como a qualidade da coleta de amostras e a exatidão da análise até interações entre materiais ou a interferência de eventos externos.

8.2 - Qualidade do Óleo Isolante

Quanto a qualidade do óleo isolante, foram apresentados os principais conceitos afeitos a uma das manutenções preditivas de transformadores de potência através de ensaios físico químicos, e avaliação da qualidade do óleo isolante de transformadores de potência. Não menos importante são as coletas de amostras de óleo isolante que devem ser feitas de forma adequada e confiável.

Os limites estabelecidos destas características, levam em consideração a gama de diversificação de equipamentos tais como: tipos construtivos – idade - fabricante – tamanho – utilização. A CPFL adota este critério e considera que desta forma possui maiores chances de se obter subsídios coerentes de tendências de qualidade de óleo isolante para eventuais propostas de ações de manutenção (programar recondicionamento, programar regeneração, etc.).

A análise das características intrínsecas do óleo isolante é a técnica de avaliação e monitoramento da condição de qualidade do óleo isolante, aplicada em transformadores de Sistemas Elétricos em todo o mundo e se mostra eficiente na prevenção de falhas não instantâneas notadamente em reatores e transformadores de potência em operação ou na reserva técnica (quente ou fria).

8.3 - Considerações Importantes

Mesmo os mais modernos modelos matemáticos não são capazes de lidar integralmente com todas as variáveis possíveis combinando resultados de análises de gases dissolvidos e características do óleo isolante, os ensaios elétricos, do histórico de operação e manutenção do equipamento, das características de família e do sistema na qual o equipamento está operando, além de variáveis externas (sobretensões,

sobrecorrentes, transitórios eletromagnéticos, etc.). A qualidade final do diagnóstico ainda tem sido diretamente dependente da análise criteriosa do especialista. Isto está sendo reavaliado à medida que se intensifica o conhecimento e aplicação de ferramentas de Inteligência Artificial (redes neurais, vetor suporte, k vizinhos, floresta de caminhos ótimos, etc.), ainda com a participação do especialista para os ajustes necessários.

Como não existe unanimidade no setor elétrico em relação aos critérios de diagnóstico, normalmente estes dados são usados como subsídios, e, decisões mais rigorosas sobre a retirada de operação de uma unidade transformadora são tomadas através de um grupo de trabalho multidisciplinar entre várias áreas das empresas.

9 – ANEXOS

Anexo I – Ensaios Físico – Químicos – Definição e Interpretação
Anexo II – Características do Óleo Mineral Isolante Novo
Anexo III – Processos de Regeneração e Recondicionamento
Anexo IV – Fluxo Histórico Exemplificativo de Processo Similar
Anexo V – Sistemas de Preservação
Anexo VI – Conceito Sintético da Teoria dos Gases Chaves
Anexo VII – Ensaios de Gás cromatografia e Critérios Típicos de Diagnóstico
Anexo VIII – Pontos Relevantes na Contratação de Análise de Óleo e Papel Isolante

10 - REFERÊNCIAS

- [1] Orientação Técnica OT 4096 (retirada do GED para aperfeiçoamento) – Sistema de análise e gerenciamento de manutenção preditiva de transformadores de potência e reguladores de tensão de subestações (interna).
- [2] NBR 10576 Guia para acompanhamento de óleo mineral isolante em equipamentos elétricos – Procedimento.
- [3] NBR 7037 Recebimento, armazenagem, instalação e manutenção de transformadores e reatores de potência imersos em líquido.
- [4] Nunes, Jayme – Pahalavanpour, Bruce. Os recentes desenvolvimentos na análise de gases combustíveis DGA Apresentado no XIII ERIAC Cigré Argentina, 2009.
- [5] Milasch, M: Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante.
- [6] Arantes, José Geraldo. Diagnóstico de falhas em transformadores de potencia pela análise de gases dissolvidos em óleo isolante através de redes neurais. Tese de Mestrado da Universidade Federal de Itajubá MG, 2005.

Nota: No presente documento quando se trata de análise de gases dissolvidos no óleo isolante (cromatografia) a designação “transformadores” refere se a transformadores de potência, reguladores de tensão e autotransformadores. No caso de ensaio físico químicos refere-se também a disjuntores de grande volume de óleo e quando aplicável em comutadores sob carga.

Este relatório técnico foi elaborado por:
Eng. João Carlos Carneiro e Eng. Vagner Vasconcellos
Departamento de Engenharia de Distribuição
Gerencia de Engenharia de Normas e Padrões
Célula de Linhas, Subestações e Equipamentos Associados

Campinas, 28 de outubro de 2020.

ANEXO I – ENSAIOS FÍSICO-QUÍMICOS. INTERPRETAÇÃO [1]
Critérios de Diagnósticos de Criticidade de Trafos e
Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

As interpretações e observações constantes deste anexo são baseadas em avaliações técnicas e experiência dos profissionais envolvidos com o processo, enfatizando as propriedades que são fundamentais para a operação de transformadores de potência.

Ensaio do Grupo 1 – Caracterização Típica do Óleo Isolante

Cor:

O óleo isolante novo tradicionalmente é amarelo pálido e límpido, isento de materiais em suspensão. A cor é geralmente aceita como um índice do grau de refino. A medida que o óleo vai deteriorando, sua cor muda tornando-se mais escura. Não é uma propriedade crítica, mas útil como avaliação comparativa. O número referente a cor, sendo elevado de forma rápida, representa envelhecimento, contaminação, deterioração, presença de decomposição de arcos elétricos.

Índice de Neutralização:

Medida da quantidade de constituintes ou contaminantes ácidos presentes. Quando o óleo isolante encontra-se em serviço, envelhece naturalmente, aumentando a acidez o índice de neutralização como resultado da oxidação. Um elevado índice de neutralização indica que o óleo encontra-se contaminado por vernizes, tintas e outros materiais, podendo ser usado como indicador de necessidade de substituição ou regeneração do óleo.

Fator de dissipação ou fator de potência ou de perdas ou tangente delta:

Mede as perdas dielétricas quando o fluido está sujeito a aplicação de uma fonte elétrica de corrente alternada. É o cosseno do ângulo de fase entre a tensão senoidal aplicada ao óleo e a corrente resultante. É inversamente proporcional à resistividade e é útil para a avaliação da deterioração, quando a tensão interfacial tende a estabilização. Variações podem ser monitoradas mesmo quando a contaminação é tão leve que não possa ser detectada por métodos químicos. Um elevado valor de fator de dissipação representa a presença de contaminantes solúveis no óleo, produtos em deterioração, tais como: umidade, carbono ou materiais condutores, sabões metálicos e produtos de oxidação.

Tensão Interfacial:

É a força de tração que se forma entre as moléculas quando existe uma superfície de separação entre dois líquidos. Determina a presença de contaminantes polares solúveis e produtos de oxidação. Essa característica varia muito rapidamente durante os estágios iniciais de envelhecimento do óleo, mas tende a estabilizar quando a deterioração é ainda moderada. No caso de óleo e água uma redução na tensão interfacial indica, com antecedência, o início da deterioração do óleo. Quando certos contaminantes como sabão, tintas, vernizes e produtos de oxidação estão presentes no óleo, a resistência da película de óleo é reduzida. A presença destes contaminantes são prejudiciais, uma vez que atacam o isolamento e interferem no sistema de resfriamento dos isolamentos internos.

Teor de água: Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e
Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Em sistemas de isolamento elétrico uma baixa quantidade de água é necessária para se ter valores aceitáveis de rigidez dielétrica e fator de dissipação (fator de potência). A água pode originar-se de umidade da atmosfera, chuvas ou ser produzida pela deterioração de materiais isolantes. Pode estar presente no óleo isolante de forma livre ou dissolvida. Pode ser detectada por inspeção visual na forma de gotículas ou pode estar emulsionada, quando pode ou não ocasionar turvação no óleo. Valores elevados de teor de água podem degradar as propriedades isolantes do óleo, contribuindo para a deterioração da isolação de celulose, sendo indicativa de condições de operação indesejável, que requer correções.

Rigidez dielétrica:

É a propriedade de um dielétrico de suportar tensão elétrica sem falhar, medida pelo gradiente de potencial sob o qual se produz uma descarga. Um óleo limpo e seco possui rigidez dielétrica elevada. A redução do valor de rigidez dielétrica de um óleo indica a possibilidade de aumento de quantidade de partículas sólidas em suspensão (sujeira, partículas condutoras, partículas de carbono, etc.) e/ou aumento da presença de água dissolvida e/ou água livre em suspensão, resultando na necessidade de tratamento ou substituição do óleo utilizado.

Densidade:

É a relação de massas de uma determinada substância (óleo mineral isolante) e outra substância do mesmo volume (em geral a água à temperatura de 4°C). Indica uma característica intrínseca do óleo isolante. Possui valores limites na determinação da qualidade de um óleo para fins de aplicações elétricas, dependendo do óleo parafínico ou naftênico. Pode ser útil para a identificação do tipo ou para indicar mudanças marcantes na sua composição.

Ensaio do Grupo 2 – Ensaio Complementares

Teor de Inibidor

Os óleos minerais naftênicos, que foram produzidos com elevados teores de enxofre e conteúdo de carbono aromáticos, com a finalidade de apresentarem tendência a evolução de gases negativa e elevada estabilidade à oxidação, sem a necessidade de aditivos antioxidantes, podem apresentar potencial corrosivo em determinadas condições de operação.

A presença de inibidores de corrosão, normalmente derivados de benzotriazol (BTA), pode ocorrer nestes óleos. Neste caso, o ensaio de estabilidade à oxidação e de enxofre corrosivo tem seus resultados influenciados.

Recomenda-se a verificação da presença de inibidores de corrosão, através de metodologia cromatográfica, ou através de solicitação de certificado ao fornecedor do óleo mineral isolante.

Sedimentos de Borra

Este ensaio distingue entre sedimento e borra. O sedimento é um material insolúvel presente no óleo. O sedimento inclui produtos de oxidação ou degradação insolúveis de

critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

materiais isolantes sólidos ou líquidos, produtos sólidos decorrentes das condições de serviço do equipamento, carbono, metal, óxidos metálicos, fibras, outros materiais estranhos de diversas origens.

A borra é um produto de degradação polimerizado de materiais isolantes sólidos e líquidos. A borra é solúvel em óleo até um determinado limite, dependendo das características de solubilidade e da temperatura do óleo. Com níveis de borra superiores a este, a borra é precipitada, contribuindo como um componente adicional ao sedimento.

A presença de sedimento e/ou borra pode alterar as propriedades elétricas do óleo e, além disso, os depósitos podem impedir a troca de calor, favorecendo assim a degradação térmica dos materiais isolantes.

Ensaio do Grupo 3 – Ensaio Investigativo

Furanos:

A decomposição térmica da celulose no transformador produz um aumento dramático no conteúdo de Furanos do óleo isolante (2furfuraldeído, 5hidroximetil 2furfuraldeído, 5metil 2furfuraldeído, álcool 2furfurílico, ácido 2furóico e 2acetilfurano), medido em partes por bilhão (ppb). O composto mais comumente detectado nestes casos é o 2 furfuraldeído. Os Furans não estão presentes naturalmente no óleo isolante, a menos que exista um dano por aquecimento.

Bifenila Policlorada - PCB:

A presença de ascarel (resíduos de PCB) no óleo isolante pode requerer atenção especial para manuseio e descarte. Trata-se de substância tóxica controlada pelos Órgãos de Meio Ambiente. Os limites de atenção são de 50ppm - Alerta 1 e 500ppm - Alerta 2. Em princípio nenhum dos transformadores utilizam Ascarel puro. Uma maneira de diferenciar óleo com PCB é a sua densidade maior do que 1,0.

Inibidor a Oxidação:

O óleo novo possui a propriedade natural de retardar sua oxidação, que é devida à existência de substâncias conhecidas pela denominação de inibidores, os quais são consumidos com o tempo. A oxidação e a deterioração tornam-se mais intensas com o desaparecimento dos inibidores naturais. Existem inibidores sintéticos dos quais o mais utilizado é o DBPC – Di-terciário Butil Paracresol.

Contagem de Partículas:

A presença de partículas no óleo isolante em equipamentos elétricos pode ter um grande número de fontes possíveis. O próprio equipamento pode conter partículas provenientes da fabricação e o óleo pode conter partículas decorrentes do armazenamento e manuseio, se não for corretamente filtrado. O desgaste e o envelhecimento do óleo e dos materiais sólidos podem produzir partículas durante a vida em serviço do equipamento. Sobreaquecimentos situados em torno de 500°C podem formar partículas de carbono. As partículas de carbono, produzidas no comando elétrico do comutador sob carga, podem migrar por vazamento para o compartimento de grande volume de óleo e contaminar as peças imersas no óleo do transformador. Uma fonte típica de partículas metálicas é o desgaste de rolamentos das bombas. O

efeito de partículas suspensas na rigidez dielétrica de óleo isolante depende do tipo de partícula (metálica, fibras, borra etc.) e do seu teor de água.

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Historicamente, algumas falhas em transformadores de alta tensão foram associadas à contaminação por partículas. Os ensaios tradicionais de rigidez dielétrica não são suficientes para identificar o problema e os métodos de contagem de partículas foram recomendados como uma ferramenta de monitoramento.

Enxofre corrosivo:

O enxofre está presente em óleos minerais isolantes, dependendo do seu grau de refino. Na produção de óleos isolantes, aqueles compostos que apresentam potencial de corrosão (os de cadeia curta) são removidos durante o processo de refinação.

Os compostos de enxofre de cadeia longa permanecem na formulação do óleo, pois têm um efeito positivo na sua estabilidade à oxidação.

A presença de compostos reativos resulta na deterioração de metais presentes na construção de equipamentos elétricos, principalmente equipamentos selados e sujeitos a temperaturas elevadas.

DBDS – Dibenzildissulfeto

Ensaio para a detecção de dibenzildissulfeto em óleo isolante (DBDS): Óleos que apresentam este composto são considerados potencialmente corrosivos, portanto sujeitos a serem os causadores de falhas em equipamentos elétricos, principalmente transformadores e reatores.

Passivadores: BTA Benzotriazol e TTA Tolutriazol

Com a finalidade de mitigar o problema de corrosividade de óleos isolantes que contém DBDS, são colocados aditivos ao óleo que tem a propriedade de inibir a formação de sulfeto de cobre nos enrolamentos e cabos dos transformadores. O principal passivador utilizado é o Irgamet39 ou TTA (tolutriazol).

A concentração ideal de TTA no óleo é de 100 mg/Kg de óleo. Em óleos **isolantes** que contem DBDS é importante determinar a concentração do passivador para que este se mantenha minimamente com de 20 mg/Kg, e seja repostado quando alcançar este limite.

Papel Isolante:

Grau de Polimerização (GP):

Este ensaio determina o número médio de anéis de glicose na molécula de celulose por meio da medição da viscosidade intrínseca de uma solução de papel em etileno diamina cúprica. Avalia o envelhecimento de transformadores de potência sob o ponto de vista de suportabilidade mecânica de amostras de papel isolante, retiradas de pontos estratégicos do transformador.

ANEXO II – CARACTERÍSTICAS DE ÓLEO MINERAL ISOLANTE NOVO [1]
Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Para uso em transformadores de potência são utilizados óleos isolantes minerais do tipo parafínico ou naftênico, desde que sejam novos e sem uso e atendam todas as prescrições da normalização pertinente e Tabelas I e Tabela II abaixo.

TABELA I — ÓLEO BASE NAFTÊNICA TIPO "A"

CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	ESPECIFICAÇÕES		MÉTODOS
		MÍNIMO	MÁXIMO	
Aparência	—	O óleo deve ser claro, límpido, isento de material em suspensão ou sedimentado.		visual
Densidade a 20/4 °C	—	0,861	0,900	ABNT NBR 7148
Viscosidade:	cSt			ABNT MB-293
• a 20 °C		—	25,0	
• a 40 °C		—	11,0	
• a 100 °C		—	3,0	
Ponto de Fulgor	°C	140	—	ABNT MB-50
Ponto de Fluidez*	°C	—	-39	ABNT MB-820
Índice de Neutralização (IAT)	mgKOH/g	—	0,03	ABNT MB-101
Tensão Interfacial a 25 °C	mN/m	40	—	ABNT NBR 10710
Cor	—	—	1,0	ABNT MB-351
Teor de Água	ppm	—	35	ABNT NBR 10710
Cloretos	—	ausentes		ABNT NBR 5779
Sulfatos	—	ausentes		ABNT NBR 5779
Enxofre Corrosivo	—	não corrosivo		ABNT MB-899
Ponto de Anilina	°C	63	84	ABNT MB-299
Índice de Refração a 20 °C*	—	1,485	1,500	ABNT NBR 5778
Rigidez Dielétrica	kV	30	—	ABNT NBR 10859
Fator de Perdas Dielétricas (tgδ) a 90 °C	%	—	0,40	ABNT NBR 12133
Teor de Inibidor de Oxidação (DBPC, DBP)**	% massa	—	0,08	ABNT NBR 12134
Estabilidade à Oxidação:	mgKOH/g % massa %			ABNT NBR 10504
• índice de neutralização (IAT)		—	0,40	
• borra		—	0,10	
• fator de perdas dielétricas (tgδ) a 90 °C		—	20	

* Quando da determinação das características do óleo isolante na inspeção final o valor encontrado para o índice de refração for inferior ao correspondente especificado, ou o valor encontrado para o ponto de fluidez for superior ao correspondente especificado, o óleo isolante será aceito desde que isto não represente anomalia do óleo e que, comprovadamente, seja uma característica de sua origem. Em qualquer dos casos acima, o Fornecedor deverá garantir, por escrito, que a sua utilização não compromete a operação normal do equipamento e/ou sua vida útil.

** DBPC: 2,6-Ditércio-Butil Para-Cresol

** DBP: 2,6-Ditércio-Butil Fenol

TABELA II — ÓLEO BASE PARAFÍNICA TIPO "B"

CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	ESPECIFICAÇÕES		MÉTODOS
		MÍNIMO	MÁXIMO	
Aparência	—	O óleo deve ser claro, límpido, isento de material em suspensão ou sedimentado.		visual
Densidade a 20/4 °C	—	—	0,860	ABNT NBR 7148
Viscosidade cinemática:	cSt			ABNT MB-293
• a 20 °C		—	25,0	
• a 40 °C		—	12,0	
• a 100 °C		—	3,0	
Ponto de Fulgor	°C	140	—	ABNT MB-50
Ponto de Fluidez*	°C	—	-12	ABNT MB-820
Índice de Neutralização (IAT)	mgKOH/g	—	0,03	ABNT MB-101
Tensão Interfacial a 25 °C	mN/m	40	—	ABNT NBR 6234
Cor	—	—	1,0	ABNT MB-351
Teor de Água	ppm	—	35	ABNT NBR 10710
Enxofre Corrosivo	—	não corrosivo		ABNT MB-899
Enxofre Total	% massa	—	0,30	ASTM D 1552
Ponto de Anilina	°C	85	91	ABNT MB-299
Índice de Refração a 20 °C*	—	1,469	1,478	ABNT NBR 5778
Carbono Aromático	%	7,0	—	ASTM D 2140
Rigidez Dielétrica	kV	30	—	ABNT NBR 10859
Fator de Perdas Dielétricas (tgδ) a 90 °C	%	—	0,40	ABNT NBR 12133
Teor de Inibidor de Oxidação (DBPC, DBP)**	% massa	não detetável		ABNT NBR 12134
Estabilidade à Oxidação:	mgKOH/g % massa %			ABNT NBR 10504
• índice de neutralização (IAT)		—	0,40	
• borra		—	0,10	
• fator de perdas dielétricas (tgδ) a 90 °C		—	20	

* Quando da determinação das características do óleo isolante na inspeção final o valor encontrado para o índice de refração for inferior ao correspondente especificado, ou o valor encontrado para o ponto de fluidez for superior ao correspondente especificado, o óleo isolante será aceito desde que isto não represente anomalia do óleo e que, comprovadamente, seja uma característica de sua origem. Em qualquer dos casos acima, o Fornecedor deverá garantir, por escrito, que a sua utilização não compromete a operação normal do equipamento e/ou sua vida útil.

** DBPC: 2,6-Ditércio-Butil Para-Cresol

** DBP: 2,6-Ditércio-Butil Fenol

TABELA III – VALORES DE REFERÊNCIA PARA INÍCIO DE CONTROLE DE ÓLEO
Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade do Óleo Isolante e Alimento Isolante Correspondente

Tabela 2 – Valores de referência ^a para início de controle de óleos isolantes em equipamentos novos

Características ^b	Método de ensaio	Categoria de equipamento ^c			
		≤ 36,2 kV	> 36,2 kV ≤ 72,5 kV	> 72,5 kV ≤ 145 kV	> 145 kV
Aparência	Visual	Claro e isento de materiais em suspensão			
Cor, máx.	ABNT NBR 14483	1,0			
Índice de neutralização, mg KOH/g, máx.	ABNT NBR 14248	0,03			
Tensão interfacial a 25 °C, mN/m, mín.	ABNT NBR 6234	40			
Teor de água, mg/kg, máx.	ABNT NBR 10710	20	15	10	10
Rigidez dielétrica, kV, mín. Eletrodo tipo calota	ABNT NBR IEC 60156	55	60	70	80
Fator de perdas dielétricas, %, máx. ^d	ABNT NBR 12133	0,05		0,05	
% a 25 °C					
% a 90 °C					
% a 100 °C					
Teor de PCB, mg/kg,	ABNT NBR 13882	ND			
Enxofre corrosivo	ABNT NBR 10505 DIN 51353	Não corrosivo			
Contagem de partículas, máx. ^{e, f}	ABNT NBR 14275 ISO 4407				
▪ ≥ 4 µm ▪ ≥ 5 µm					
Antes do enchimento ^g :		-			10 000 partículas /100 mL
Após o enchimento ^h :		-			15 000 partículas /100 mL

OS PROCESSOS

O tratamento de óleo pode ser dividido em dois grupos com características distintas e focos diferentes:

1. Recondicionamento de óleo;
2. Regeneração de óleo.

Recondicionamento é um processo físico, capaz de remover água, aumentar rigidez dielétrica, remover gases e contaminantes insolúveis no óleo. Os tipos de equipamentos para este processo são os seguintes:

- Filtro prensa – recomendado para remoção de partículas sólidas e baixo teor de água. Tem a desvantagem de arear o óleo, não devendo ser utilizado em transformadores de potência, reguladores de tensão, etc. de subestações;
- Centrífuga – recomendado para remoção de alto teor de água livre;
- Termo vácuo – recomendado para remoção de partículas sólidas, médio teor de água e gases. Utilizado para enchimento de transformadores de potência antes da energização.

Regeneração é um processo de remoção de contaminantes ácidos ou produtos de oxidação solúveis em óleo, via tratamento químico ou físico químico, devolvendo ao óleo isolante as suas características de óleo novo. Indicado para baixa tensão interfacial, acidez elevada e alto fator de perdas. O processo de regeneração é de maior abrangência, consistindo dos seguintes procedimentos:

- Bombeamento de óleo do filtro inferior para entrada na máquina regeneradora;
- Filtragem inicial grosseira;
- Aquecimento do óleo;
- Filtragem detalhada com baixo calibre (10 micrometros);
- Regeneração nas colunas de percolação;
- Filtragem detalhada com baixo calibre (5 micrometros);
- Purificação, secagem e degaseificação do óleo sob vácuo;
- Retorno do óleo ao transformador pelo registro superior;
- Aditivação do óleo isolante com DBPC - Inibidor de oxidação na proporção máxima de 0,3% ± 0,03% em massa/massa.

ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DOS PROCESSOS

Antes de qualquer processo de regeneração ou recondicionamento de óleo de transformadores de potência, são necessárias análises e avaliações das condições gerais do ambiente, líquido isolante e logística ligadas aos trabalhos a serem executados.

- a. Análise de riscos e impacto ambiental:
 - Trabalhos em áreas energizadas;
 - Procedimentos de manobras de veículos em áreas energizadas;
 - Impacto ambiental;
 - Estratégias de redução de acidentes e impacto ao meio ambiente.

- b. Avaliação das condições gerais do líquido isolante, Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente
Últimos valores de ensaios físico-químicos,
Últimos valores de ensaios de análise cromatográfica.
- c. Avaliação das condições operacionais do transformador:
Potência nominal em operação;
Temperatura típica de operação;
Resultados de ensaios elétricos (resistência elétrica, relação de transformação, etc.);
Análise de atuação da proteção inerente e do histórico de ocorrências.
- d. Avaliação das condições físicas e operacionais do processo:
Volume de óleo do transformador;
Existência de válvulas de drenagem e enchimento;
Condições gerais para instalação dos equipamentos de tratamento.
- e. Trânsito e liberação de área de trabalho:
Manobra e acondicionamento de veículos e equipamentos em área delimitada;
Reunião sobre as condições gerais de segurança do trabalho;
Vistoria geral dos equipamentos de proteção individual e coletiva;
Liberação da área e equipamentos envolvidos;
Sinalização e isolamento da área de trabalho.
- f. Montagem dos equipamentos:
Instalação do sistema de alimentação e energização da unidade móvel de regeneração;
Testes funcionais do processo;
Aquecimento, purificação e regeneração do óleo interno ao sistema;
Instalação de dispositivos de monitoramento do processo (nível de óleo, etc.);
Enchimento da mangueira e do bypass com óleo isolante da unidade de regeneração;
Circulação de óleo até a isenção de bolhas de ar nas mangueiras e bypass.

Depois de se tomar todas as providências iniciais e realização de inspeções detalhadas dos equipamentos instalados (cabos, mangueiras, conexões, etc.), o processo de tratamento propriamente dito é iniciado.

CONTROLES DO PROCESSO DE REGENERAÇÃO

De modo a garantir a eficácia do processo de regeneração, utiliza-se uma vazão máxima de 3500 litros/hora para a unidade os trabalhos. O controle da vazão é fundamental para a eficácia do processo, uma vez que as colunas de percolação agem como um imã, atraindo as partículas polares, produtos da oxidação do óleo isolante no transformador, restabelecendo de forma gradativa a tensão interfacial, acidez e fator de dissipação do óleo isolante. Ao sair das colunas de percolação, o óleo entra na câmara de vácuo onde acontece sua secagem e desgaseificação. Antes de retornar ao transformador o óleo passa ainda por uma filtragem para se garantir a isenção de partículas.

Cada vez que o volume total do óleo passa pelas colunas de percolação, são retiradas duas amostras de óleo, uma antes da entrada na unidade regeneradora e outra após a saída da unidade. Através dos ensaios de tensão interfacial é possível aferir a capacidade de regeneração das colunas de percolação. Quando a tensão interfacial da entrada é igual da saída, significa que as colunas de percolação perderam a capacidade de regeneração do óleo e precisam ser reativadas.

Nesse momento, é dado um comando a unidade regeneradora, e, o óleo isolante do transformador não passa mais pelas colunas de percolação enquanto as mesmas estão sendo reativadas. Durante o processo de reativação das colunas de percolação, o óleo isolante somente é circulado pelo transformador passando pela câmara de vácuo para que seja feito o condicionamento do mesmo. Após 12 horas de reativação aproximadamente, as colunas estão aptas novamente à regeneração do óleo isolante.

Quando foi atingido o valor de 45mN/m para a tensão interfacial, o processo de regeneração normalmente é cessado. A partir daí inicia-se o processo de aditivação do óleo isolante com o inibidor de oxidação DBPC (Di Butil Para Cresol) a uma proporção máxima de 0,3% \pm 0,03% massa/massa. A aditivação é feita através de um tanque especial existente na unidade regeneradora especificamente para esta finalidade. O inibidor é circulado pelo transformador até se atingir 3 vezes o volume total de óleo isolante deste.

Após a circulação de três vezes o volume total de óleo do transformador, é retirada uma amostra de óleo pela empresa contratante, a fim de se analisar e comprovar a eficácia dos serviços executados. Os ensaios realizados são os seguintes:

- Análise físico-química
- Análise cromatográfica
- Teor de clorados e teor de PCB
- Enxofre corrosivo

Alguns dos pontos relevantes da especificação técnica ET - Regeneração de Óleo Isolante Mineral de Transformadores de Potência que encontra-se publicada no Acervo de Documentos (GED), encontram-se descritas abaixo.

As condições do óleo ao final do processo de regeneração deverão estar de acordo com os valores limites constantes da Tabela I, os quais serão confirmados através de ensaios físico químicos, de amostras coletadas do registro inferior do transformador de potência ou registro da máquina de regeneração, realizados pela CPFL.

Tabela I – Valores Limites Após Regeneração do Óleo Isolante

Ensaio	Método	Valores
Aparência	Visual	Claro e isento de materiais em suspensão
Rigidez Dielétrica (KV)	NBR 10859	> 70
Teor de Água (ppm)	NBR 10710	< 10
Tensão Interfacial (mN/m)	NBR 6234	> 40
Fator de Dissipação (%) 100°C	NBR 12133	< 0,6
Teor de Inibidor (DBPC) (%)	NBR 12134	(0,3 \pm 0,03)
Teor de Oxigênio (ppm)	NBR 7070	< 5000
Acidez (mg KOH/g)	MB 101	< 0,03

Nota: A execução dos ensaios e inspeções deverão ser as constantes nas especificações do regulamento técnico ANP 36/2008.

As garantias adicionais das empresas contratadas são as seguintes:

- Máximas perdas do sistema de regeneração 0% a 1%;

- Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente
- Isentos de gases combustíveis adicionais após o processo;
 - Valor máximo de monóxido de carbono 200ppm;
 - Número de pessoas para o processo 2 pessoas;
 - Características de identificação do óleo isolante inalteradas após o processo;
 - Concentração de clorados iguais ou menores ao início do processo;
 - Condições do óleo após pelo menos um ano do processo dentro dos limites acima;
 - Tensão interfacial após pelo menos um ano do processo maior que 30mN/m;
 - Índice de neutralização após pelo menos um ano processo menor que 0,1mgKOH/g;
 - Cumprimento das diretrizes de segurança e saúde do trabalho para empresas contratadas, estabelecidas pela CPFL.

CONTROLES DO PROCESSO DE RECONDICIONAMENTO DO ÓLEO

Valores baixos de concentração de gases dissolvidos no óleo são necessários para o início de controle. A eficiência de um tratamento do óleo com sistema termo vácuo pode ser verificada, além das características físico-químicas, também pela análise cromatográfica, sendo os valores abaixo considerados satisfatórios após o recondicionamento.

Tabela II – Valores Limites de Cromatografia Após Recondicionamento

Gases	Valores Limites (ppm)
Oxigênio – O ₂	5000
CH ₄ + C ₂ H ₄ + C ₂ H ₆	10
C ₂ H ₂	ND - Não Detectado

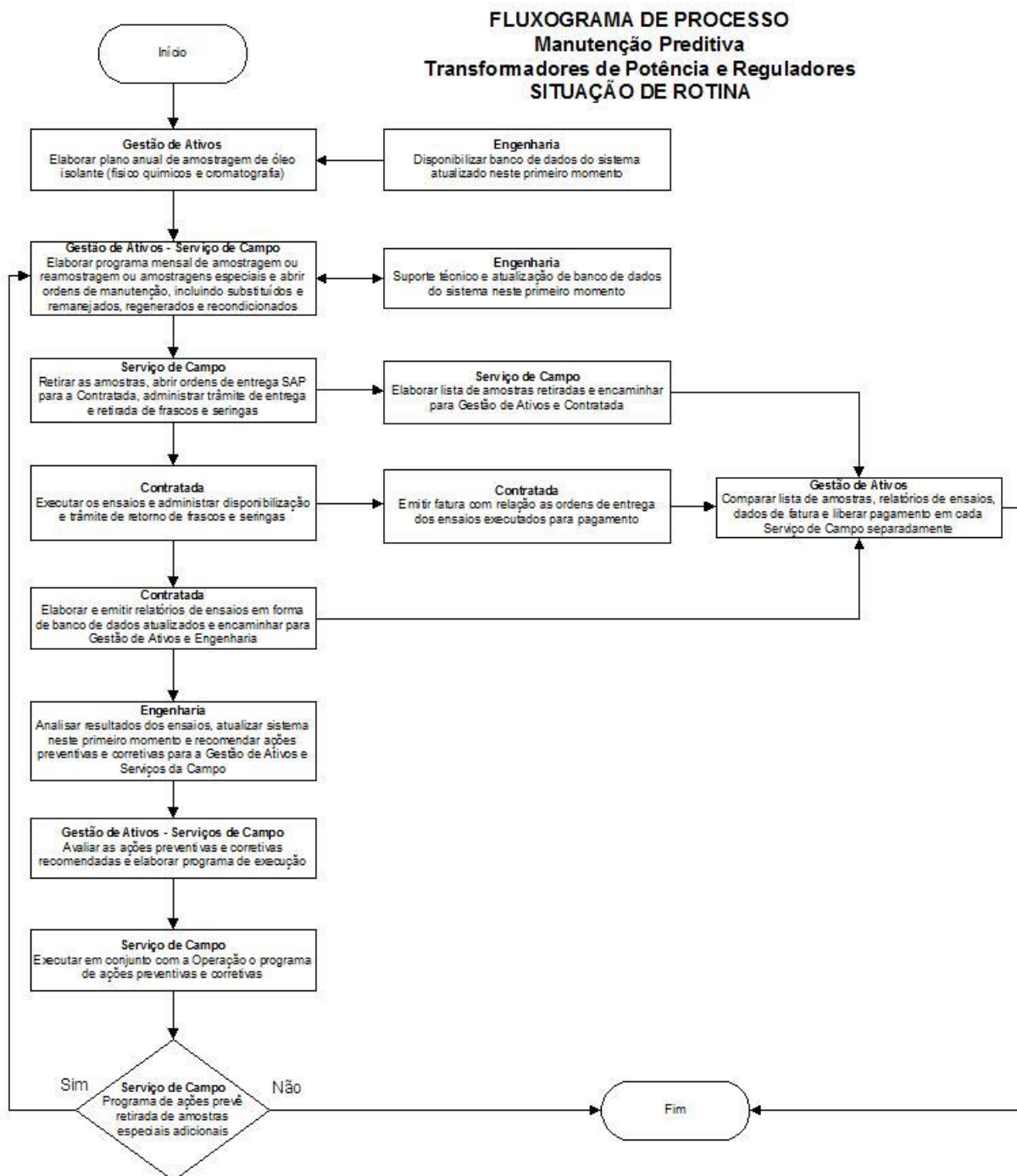
DADOS DOS EQUIPAMENTOS REGENERAÇÃO OU RECONDICIONAMENTO

Para os processos de regeneração ou recondicionamento, a CPFL deverá fornecer uma relação contendo o número do transformador que necessita regeneração de óleo ou recondicionamento, volume de óleo, subestação a que pertence, endereço e ponto de referência do caminho, bem como os últimos valores de ensaios físico-químicos e cromatografia gasosa. A alimentação das máquinas para regeneração e/ou recondicionamento de óleo deve ser feita por transformador adequado preferencialmente fornecido pela empresa contratada.

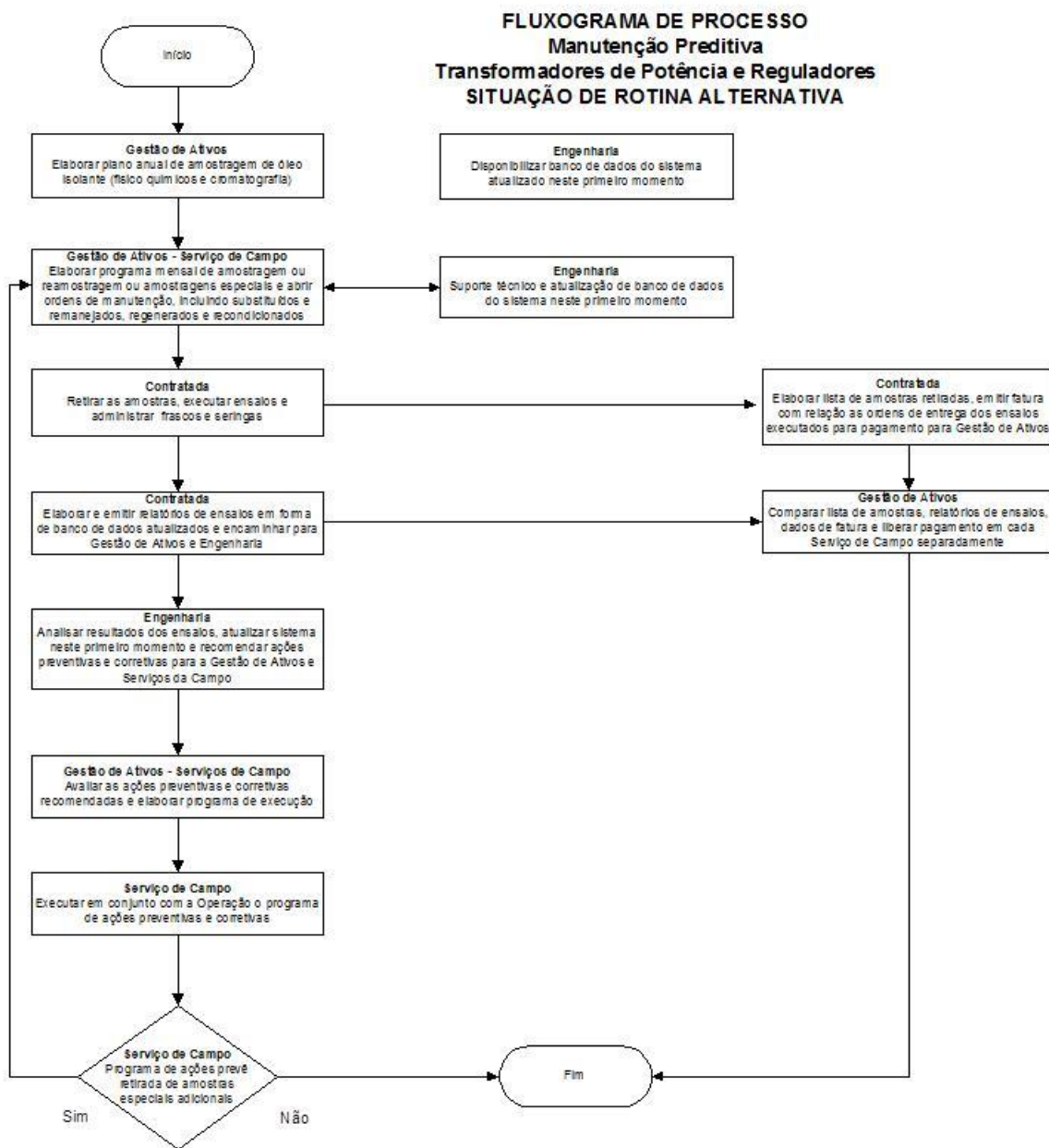
/

ANEXO IV – FLUXO HISTÓRICO DE PROCESSO SIMILAR 111
 Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente
 (Em Revisão)

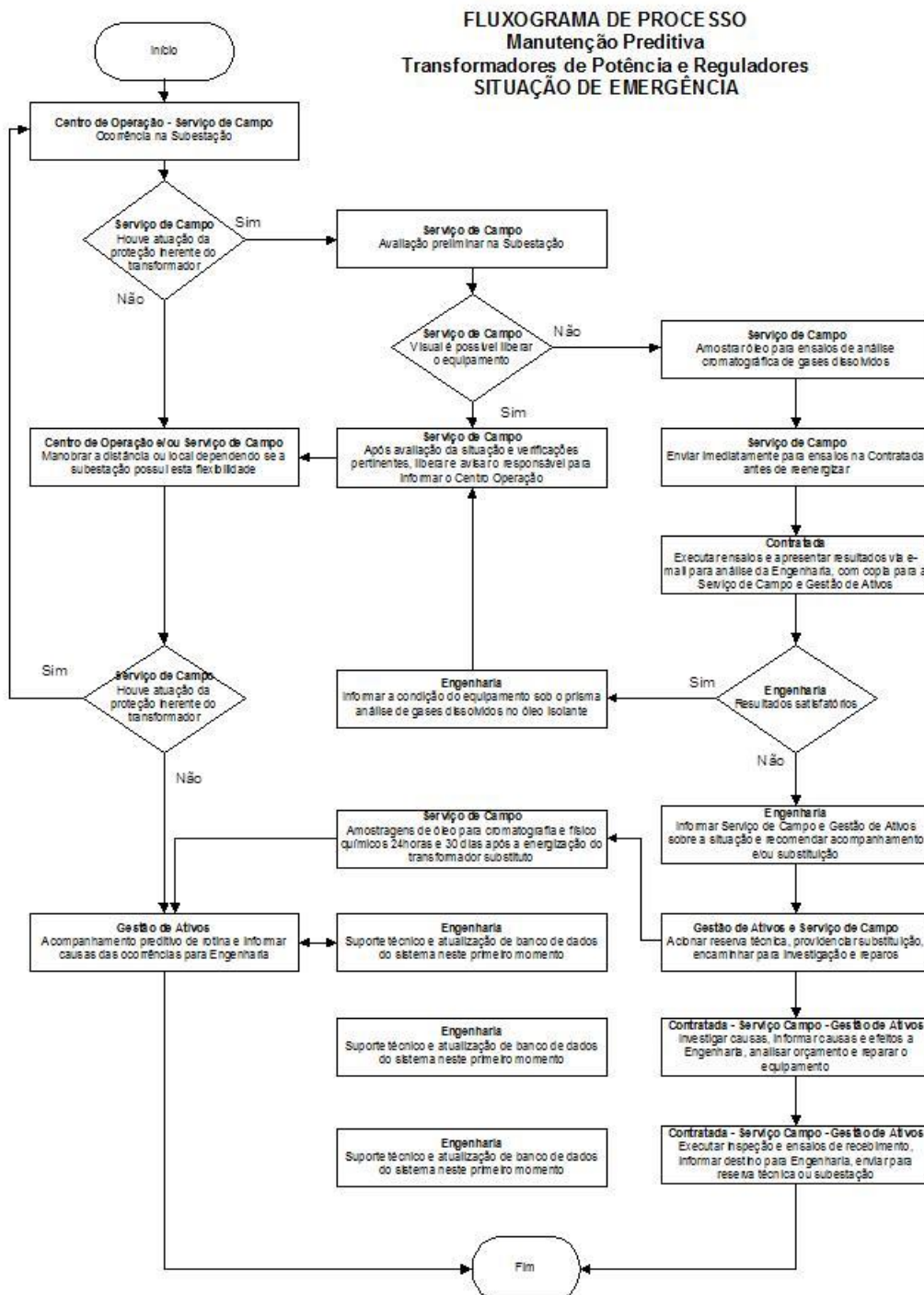
SITUAÇÃO DE ROTINA



SITUAÇÃO DE ROTINA ALTERNATIVA



SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA
Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente



ANEXO V – SISTEMAS DE PRESERVAÇÃO DE ÓLEO TÍPICOS [1]
Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e
Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente
- EXEMPLOS TÍPICOS -

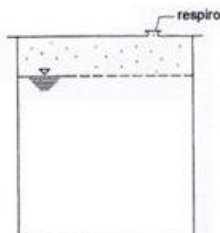
Tipos de Sistemas de Preservação

Descrição dos tipos

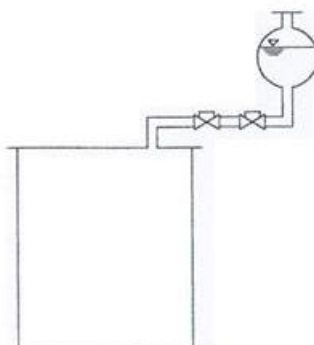
A) Sistema aberto

Nos sistemas abertos de preservação há contato entre o óleo do transformador e o ar atmosférico.

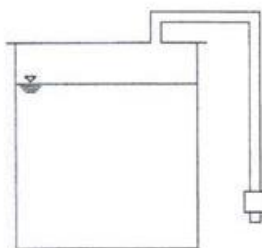
A.1) COM RESPIRO DIRETO



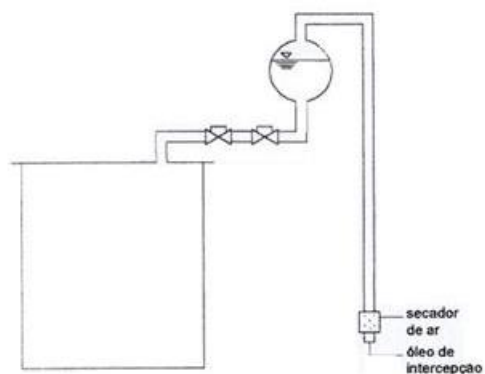
A.2) COM RESPIRO DIRETO E COM CONSERVADOR



A.3) COM RESPIRO ATRAVÉS DE SÍLICA GEL. SEM CONSERVADOR



A.4) COM RESPIRO DE SÍLICA GEL, COM CONSERVADOR



ANEXO VI – CONCEITO SINTÉTICO DA TEORIA DOS GASES CHAVES
Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

A maioria dos gases gerados nas faltas pode ser classificada de acordo com o tipo de material envolvido e o tipo de falta presente como segue:

1. Corona	
a. Óleo	H ₂
b. Celulose	H ₂ , CO e CO ₂
2. Pirólise	
a. Óleo	
Baixa temperatura	CH ₄ , C ₂ H ₆
Alta temperatura	C ₂ H ₄ , H ₂ (CH ₄ , C ₂ H ₆)
b. Celulose	
Baixa temperatura	CO ₂ (CO)
Alta temperatura	CO (CO ₂)
3. Arco elétrico	
H ₂ , C ₂ H ₂ , (CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄)	

Tabela 2 – Ocorrência dos gases relativos ao tipo de falta e material envolvido

- a. **Arco elétrico.** – Produção de grande volume de hidrogênio e acetileno e em menores volumes o metano e o etileno. Se o arco envolve a celulose, também podem ser formados monóxido e dióxido de carbono. *Gás chave: acetileno.*

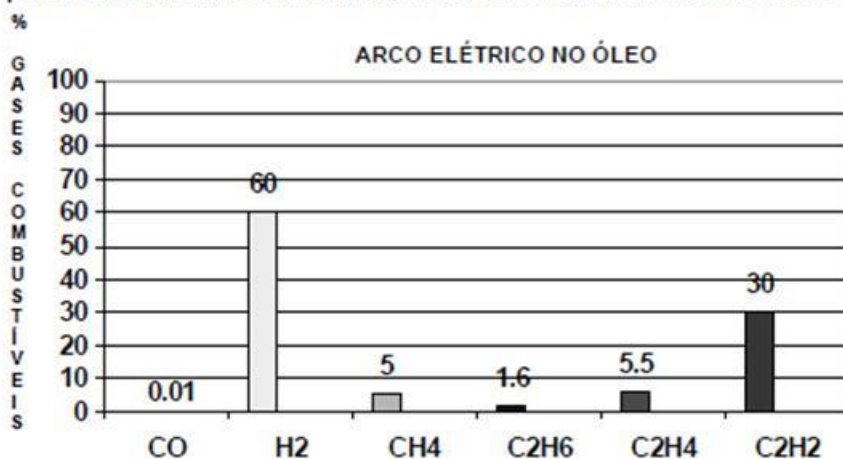


Figura 3 – Percentual dos gases gerados durante um arco elétrico no óleo

b. **Corona.** – Descargas elétricas de baixa energia produzem hidrogênio e

metano com pequenas quantidades de etano e etileno. Quantidades significativas de monóxido e dióxido de carbono podem ser devido a descargas na celulose. *Gás chave: hidrogênio.*

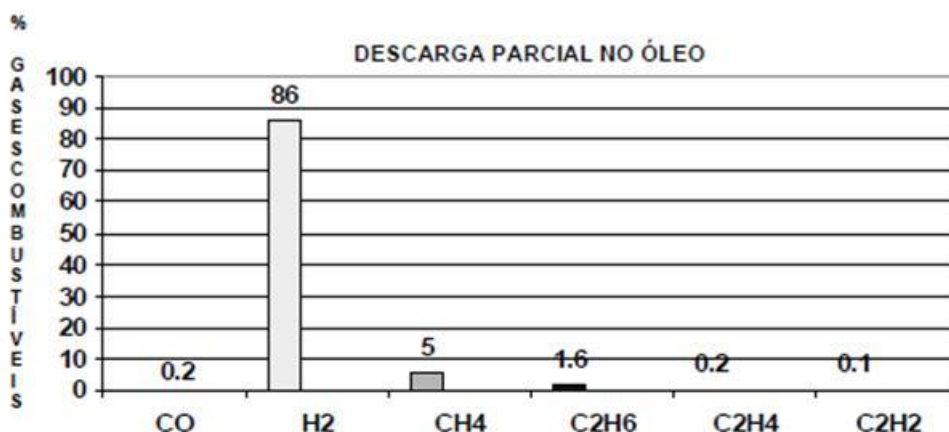


Figura 4 – Percentual dos gases gerados durante uma descarga parcial no óleo

c. **Sobre aquecimento do óleo.** – Decomposição de produtos incluindo etileno metano, juntos com pequenas quantidades de hidrogênio e etano. Traços de etileno podem ser formados se o sobre aquecimento é severo ou envolve contatos elétricos. *Gás chave: etileno.*

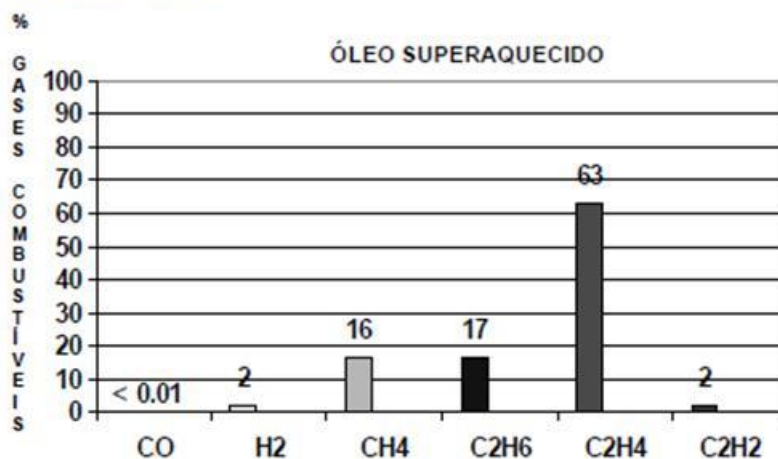


Figura 5 – Percentual dos gases gerados na ocorrência de sobre aquecimento no óleo

d. Degradação da celulose. – Grandes quantidades de monóxido e dióxido de

carbono estão envolvidas no sobre aquecimento da celulose. Gases

hidrocarbonetos, tais como o metano e etileno serão formados se o problema

envolver a isolação do enrolamento, normalmente papel isolante impregnado

de óleo. *Gás chave: monóxido de carbono.*

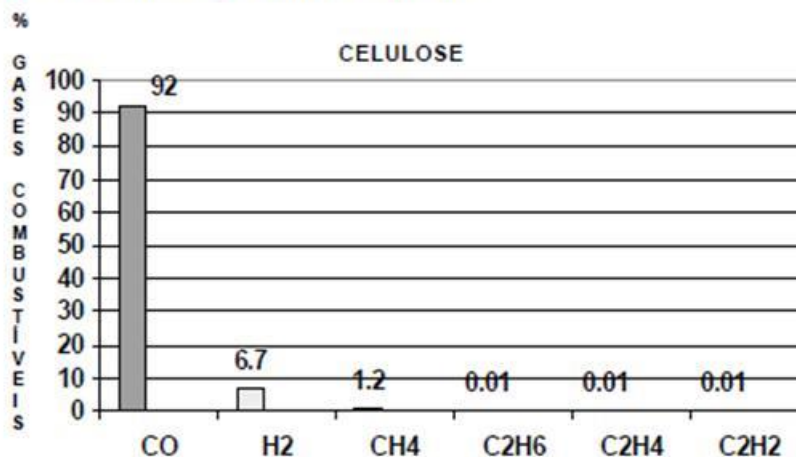


Figura 6 – Percentual dos gases gerados pela degradação da celulose

e. Eletrólise. – Formação de grandes quantidades de hidrogênio, com

pequenas quantidades de outros gases combustíveis devido à decomposição da

água associada com a ferrugem. *Gás-chave: hidrogênio.*

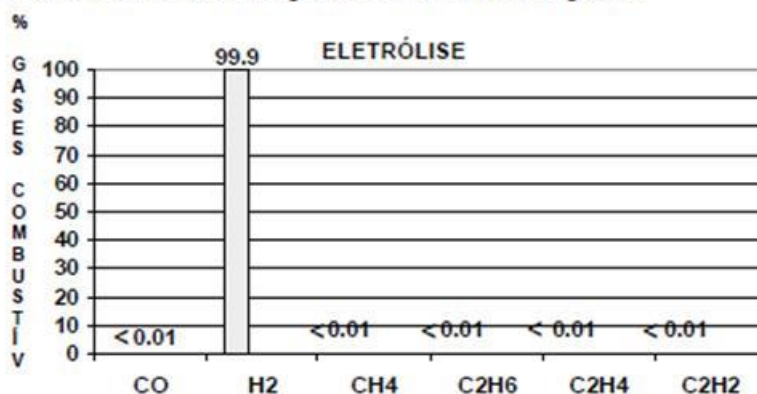
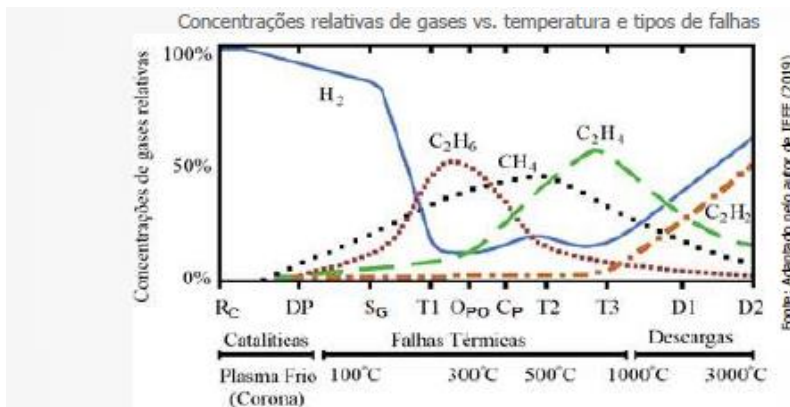


Figura 7 – Percentual dos gases gerados durante uma eletrólise

Relatório Técnico

Subestação

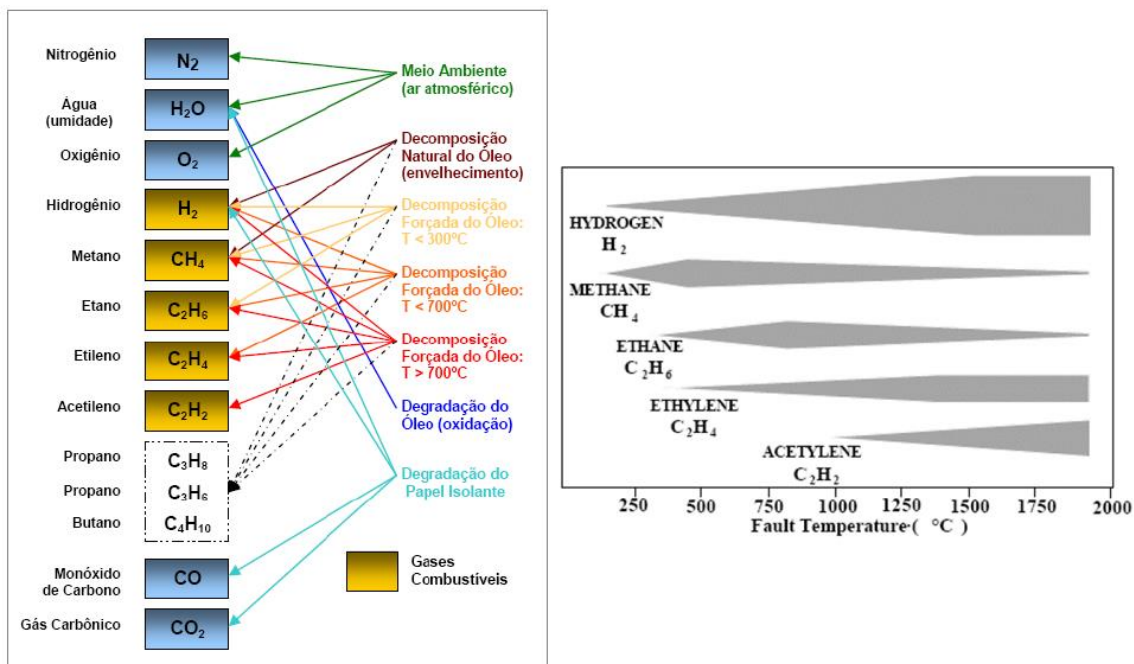
De uma forma mais didática, as concentrações de gases dissolvidos no óleo isolante têm relação direta com a temperatura e tipos de falhas como pode ser verificado no Gráfico abaixo. Normalmente, os principais gases combustíveis relacionados a falhas são H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 e C_2H_6 .



Legenda da Tabela:

- R_C – Reações catalíticas entre aço carbono e água
- DP – Descargas parciais
- S_G – *Stray gassing* (gases parasitas) para temperaturas menores que 200C
- O_{PO} – Superaquecimento do papel ou óleo
- C_P – Possível carbonização do papel isolante
- T1 – Falha térmica em temperatura $T < 300C$
- T1 – Falha térmica em temperatura entre $300C < T < 700C$
- T1 – Falha térmica em temperatura $T > 300C$
- D1 – Descarga de baixa energia
- D2 – Descarga de alta energia

De outro modo o comportamento dos gases dissolvidos no óleo em condição de falha pode ser representado pela ilustração abaixo.



Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e
Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Resumindo, o meio ambiente (ar atmosférico) pode ser representado pelo Hidrogênio, Água e Oxigênio. A decomposição natural do óleo (envelhecimento) tem a participação do Hidrogênio e Metano (outros: propano, butano). A decomposição do óleo isolante por superaquecimento à baixa temperatura ($<100^{\circ}\text{C}$) refere-se a Hidrogênio, Metano e Etano (outros: propano, butano), à média temperatura ($<700^{\circ}\text{C}$) conta com o Hidrogênio, Metano, Etano e Etileno (outros: propano, butano), à alta temperatura ($>700^{\circ}\text{C}$) tem relação com o Hidrogênio, Metano, Etano, Etileno e Acetileno (outros: propano, butano). A oxidação do óleo refere-se a presença de umidade (água). A degradação do papel isolante tem relação com a umidade, Hidrogênio, Monóxido de Carbono e Dióxido de Carbono.

Em complemento, a falha térmica que envolve a celulose relaciona os gases CO e CO₂. A presença de O₂ e N₂ dissolvido no óleo isolante avalia a influência do sistema de preservação.

/

ANEXO VII - ENSAIOS DE GAS CROMATOGRAFIA
Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Óleo Isolante e Aplicativo Intuitivo Correspondente
CRITÉRIOS DE DIAGNÓSTICO TÍPICOS [7]

Dentre as várias técnicas de manutenção, utilizadas atualmente pelo setor elétrico, encontramos a manutenção preditiva, cujo objetivo não é eliminar as manutenções corretiva ou preventiva, mas minimizá-las quando possível, contando com embasamento técnico, através de acompanhamento ou monitoramento de parâmetros com o uso de dispositivos e instrumentação adequada, sem a necessidade de desligamento da subestação e equipamentos associados. São exemplos de manutenção preditiva a avaliação termográfica, ensaios físico-químicos e análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante de transformadores de potência.

O principal benefício desta técnica é procurar eliminar a possibilidade de falta de fornecimento de energia elétrica, uma vez que os defeitos ou falhas são avaliados desde seu estágio inicial, buscando, dentre outros, minimizar a indisponibilidade, maximizar a vida útil e, em último caso, tornar menos onerosa a recuperação destes equipamentos.

O controle do óleo mineral isolante em transformadores de potência fornece importantes informações sobre as condições da isolamento celulósica, permitindo intervir no equipamento, através de ações corretivas de manutenção. A análise cromatográfica de gases dissolvidos no óleo isolante constitui um dos principais instrumentos para detectar defeitos incipientes nestes equipamentos quando em operação.

Tendo em vista a complexidade de se definir as condições internas dos transformadores, muitos foram os estudos e pesquisas realizadas há mais de três décadas e continuam se aperfeiçoando ao longo dos anos. A ideia não é esgotar o assunto, que inclusive conta com farta literatura, mas sim dar um direcionamento para os critérios a serem adotados.

Com base nas amostras retiradas periodicamente são realizados ensaios de análise cromatográfica e analisados os correspondentes resultados de acordo com a Normalização Brasileira e demais critérios internacionais de diagnóstico disponíveis. Os estudos para diagnósticos levam em consideração a relação entre os gases combustíveis, caso dos critérios adotados pela IEC, Laborelec, ABNT e Rogers ou evolução da taxa de crescimento de um ou mais gases combustíveis, caso do critério adotado pela GE ou um critério híbrido que leva em consideração a taxa de crescimento dos gases combustíveis e avalia os casos críticos pelas relações de gases, caso do processo adotado pela CPFL.

A partir dos resultados e cálculos das relações entre os gases combustíveis são emitidos alertas da situação encontrada para cada critério de diagnóstico. Essas informações são traduzidas em ações gerenciais e técnicas das áreas responsáveis pela gestão de ativos e engenharia de manutenção (planejamento de retirada de operação, programação de retirada de operação, redução de carregamento, acompanhamento mais frequente, etc.).

Apesar da inexistência de unanimidade nos resultados dos critérios adotados de diagnósticos de falhas e defeitos por evolução de gases combustíveis dissolvidos no óleo mineral isolante, esta técnica é consagrada e adotada durante décadas com permanente aprofundamento técnico (teórico e prático) de pesquisa e desenvolvimento a nível internacional, podendo ser utilizada como primeira análise como subsídios a decisões sobre o equipamento em análise.

1 - Critério de Diagnóstico IEC e ABNT

Utilizado pela CPFL e demais empresas do setor elétrico brasileiro (GCOI), obtendo-se uma codificação a partir dos resultados da relação entre os gases combustíveis considerados chaves.

Relatório Técnico
Subestação

Tabela I – Relação de Gases e Combustíveis
Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Resultados da Relação Entre Gases Combustíveis	Código C2H2/C2H4	Código CH4/H2	Código C2H4/C2H6
< 0,1	0	1	0
Entre 0,1 e 0,99	1	0	0
Entre 1,0 e 3,0	1	2	1
> 3,0	2	2	2

A partir desta codificação é possível definir o diagnóstico e o fenômeno que vem se desenvolvendo dentro do equipamento em análise.

Tabela II – Diagnóstico Típico

Relação de Gases (a)				
Diagnóstico Típico	Código C2H2/C2H4	Código CH4/H2	Código C2H4/C2H6	Possível Causa do Defeito/Falha
Sem falhas	0	0	0	Envelhecimento normal.
Descargas parciais de baixa densidade de energia	0	1	0	Descargas parciais em bolhas de gás resultantes de impregnação incompleta, supersaturação ou alta umidade.
Descargas parciais de alta densidade de energia	1	1	0	Como indicado acima, mas com condução através do isolamento sólido ou perfuração do isolamento sólido.
Descargas elétricas de baixa energia (c)	1 ou 2*	0	1 ou 2*	Descargas contínuas no óleo entre conexões malfeitas, de pontos com diferentes potenciais flutuantes. Ruptura dielétrica do óleo entre materiais sólidos.
Descargas elétricas de alta energia	1	0	2	Descargas com potenciais mais elevados. Formação de arco devido a descargas entre espiras ou entre enrolamentos, ou entre espiras para terra. Interrupção de corrente no seletor do comutador de derivações em carga.
Defeito térmico de baixa temperatura (< 150°C) (d)	0	0	1	Sobreaquecimento generalizado do condutor isolado. Degradação do isolamento sólido (papel ou papelão).
Defeito térmico com temperaturas evoluindo para:				
(150°C a 300°C) (e)	0	2	0	Sobreaquecimento localizado no núcleo devido concentração de fluxo. Aumento da temperatura de pontos quentes: pequenos pontos quentes no núcleo, conexões que curto circuitam o núcleo, sobre corrente no cobre devido a circulação de correntes Foucault, maus contatos (formação de carbono por pirólise) tendo como origem correntes de circulação entre o núcleo e a carcaça.
(300°C a 700°C)	0	2	1	
(> 700°C) (f)	0	2	2	

Em complemento, realiza-se o cálculo para definição do envelhecimento do isolamento na presença de carga (corrente) através da concentração de CO (monóxido de carbono) e CO2 (dióxido de carbono).

3 < CO/CO2 <11 representa degradação normal do isolamento
3 > CO/CO2 >11 representa degradação acelerada do isolamento

Notas Importantes: Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e
Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

(*) - Significa que após resultados de nova amostragem o código 1 passa a código 2.

(a) - Para efeito de codificação, as relações com denominador igual a zero são consideradas iguais a zero.

(b) - Os valores dados para as relações devem ser considerados apenas como típicos.

(c) - As relações C_2H_2 / C_2H_4 e C_2H_4 / C_2H_6 se elevam de um valor compreendido entre 0,1 e 3 para um valor superior a 3 quando a intensidade de descarga aumenta.

(d) - Neste caso, os gases são originados da degradação sólida o que explica o valor da relação C_2H_4 / C_2H_6 .

(e) - Este tipo de falha é normalmente indicado pelo aumento de concentração de gases. A relação CH_4 / H_2 é normalmente da ordem de 1. O valor real superior ou inferior a unidade, depende de numerosos fatores tais como o tipo de sistema de preservação 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 derivações em carga podem indicar falhas do tipo 2 0 2 ou 1 0 2 se os produtos de decomposição formados pelos arcos elétricos no comutador puderem se difundir no óleo do tanque principal do transformador.

(h) - Na prática podem ocorrer combinações de relações diferentes da tabela. Para estes casos deve-se considerar a taxa de crescimento e/ou perfis típicos de composição.

(i) - A taxa de evolução da concentração dos gases tem como valor de referência valores menores do que 10% ao mês, como satisfatória, exceto para o gás acetileno (C_2H_2) que normalmente não é detectado em transformadores em condições normais de operação.

C

ritério de Diagnóstico Rogers

Trata-se de diagnóstico muito difundido sendo considerado mais completo, utilizado pela CPFL e demais empresas do setor elétrico brasileiro, obtendo-se uma codificação a partir dos resultados da relação entre os gases combustíveis considerados chaves.

Tabela I – Relação de Gases Combustíveis

Resultados da Relação de Gases Combustíveis	Código C_2H_2/C_2H_4	Código CH_4/H_2	Código C_2H_4/C_2H_6	Código C_2H_6/CH_4
Entre 0 e 1,0	-----	1	-----	-----
> 0,1 e < 1,0	-----	2	-----	-----
< 0,5	0	-----	-----	-----
<1,0	-----	-----	0	0
Entre 0,5 e 3,0	1	-----	-----	-----
Entre 1,0 e 3,0	-----	3	1	-----
> 1,0	-----	-----	-----	1
> 3,0	2	4	2	-----

A partir desta codificação é possível definir o fenômeno que vem se desenvolvendo dentro do equipamento em análise.

Tabela II – Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e Qualidade de Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Código CH4/H2	Código C2H6/CH4	Código C2H4/C2H6	Código C2H2/C2H4	Possível Causa do Defeito/Falha
2	0	0	0	Deterioração normal
1	0	0	0	Descargas parciais
3	0	0	0	Leve sobreaquecimento abaixo de 150° C
4	0	0	0	Leve sobreaquecimento abaixo de 150° C
3	1	0	0	Sobreaquecimento entre 150° C e 200° C
4	1	0	0	Sobreaquecimento entre 150° C e 200° C
2	1	0	0	Sobreaquecimento entre 200° C e 300° C
2	0	1	0	Sobreaquecimento geral em condutores
3	0	1	0	Corrente de circulação nas bobinas
3	0	2	0	Corrente de circulação entre bobina e tanque com sobreaquecimento nas junções
2	0	0	1	Descarga sem fluxo de energia
2	0	1	1	Arco com fluxo de energia
2	0	1	2	Arco com fluxo de energia
2	0	2	1	Arco com fluxo de energia
2	0	2	2	Arco com fluxo de energia
2	0	2	2	Centelha contínuo para potencial flutuante
1	0	0	1	Descargas parciais
1	0	0	2	Descargas parciais

Em complemento, realiza-se o cálculo para definição do envelhecimento do isolamento na presença de carga (corrente) através da concentração de CO (monóxido de carbono) e CO₂ (dióxido de carbono), bem como se este composto está consumindo oxigênio.

CO₂/CO > 11 - Oxidação próximo ao isolamento celulósico.

O₂/N₂ < 0,1 - Confirma que o processo está consumindo oxigênio, o que indica sistema de preservação de óleo que permite o contato do óleo com o ar atmosférico.

3 - Critério de Diagnóstico Doble

Trata-se de diagnóstico desenvolvido pela Doble, utilizado para ensaios de elevação de temperatura em fábrica pela CPFL, obtendo-se a taxa de crescimento dos gases combustíveis.

Tabela I – Limites de Evolução de Gases

Gases Combustíveis	Cálculo da Taxa de Crescimento (ppm/hora)	Limite 1	Limite 2
H ₂	(H ₂ antes – H ₂ após) / t	2,0	10,0
CH ₄	(CH ₄ antes – CH ₄ após) / t	0,2	1,0
CO	(CO antes – CO após) / t	2,0	10,0
CO ₂	(CO ₂ antes – CO ₂ após) / t	10,0	50,0
C ₂ H ₄	(C ₂ H ₄ antes – C ₂ H ₄ após) / t	0,2	1,0
C ₂ H ₆	(C ₂ H ₆ antes – C ₂ H ₆ após) / t	0,2	1,0
C ₂ H ₂	(C ₂ H ₂ antes – C ₂ H ₂ após) / t	0,2	1,0

Nota: t = tempo em horas de aquecimento da unidade em condições nominais durante o ensaio de elevação de temperatura com amostras realizadas antes e após o término do ensaio.

Em complemento, realiza-se o cálculo para a definição do envelhecimento do isolamento na presença de carga (corrente) através da concentração de CO (monóxido de carbono) e CO₂ (dióxido de carbono).

CO/CO₂ <0,3 - Indica condições normais de operação
CO/CO₂ >0,3 - Indica degradação acelerada do isolamento

Para valores menores do que o Limite 1 temos a indicação de uma degradação normal da isolação. Valores encontrados entre os Limites 1 e 2 indicam que existe a necessidade de estudar outras informações estendendo o ensaio de aquecimento para outras unidades do lote, a fim de confirmar a evolução do crescimento de gases combustíveis. Valores maiores do que o Limite 2 indicam a possibilidade de falha interna sendo necessário investigações adicionais.

4 - Critério de Diagnóstico General Electric

Trata-se de diagnóstico desenvolvido pela GE Syprotec, baseado em sua experiência de mais de 30 anos de estudos, que vem sendo difundido mais recentemente. Utiliza como gás combustível chave durante a decomposição do óleo, o Hidrogênio (H₂) durante o desenvolvimento de falhas, aliado a composição de outros gases combustíveis relevantes como CO presente em decomposição de celulose e C₂H₂ e C₂H₄ advindos de descargas internas, em porcentagens menores.

Tabela I – Limites de Evolução de Gases

Gás Combustível	Composição	Valor Limite Alerta	Valor Limite Crítico
H ₂ Hidrogênio	100%	300ppm	500ppm
CO Monóxido de Carbono	18%		
C ₂ H ₂ Acetileno	8%		
C ₂ H ₄ Etileno	1,5%		

5 – Critério de Diagnóstico Histórico

Trata-se de diagnóstico utilizado pela CPFL e outras empresas do setor elétrico da época da GCOI com base em experiência de mais de 10 anos com avaliação de resultados de análises cromatográficas e confirmação das falhas e/ou defeitos em suas oficinas. Utiliza como base a taxa de crescimento da soma dos gases combustíveis considerados relevantes (CH₄, C₂H₂, C₂H₄ e C₂H₆). A taxa de evolução de gases é considerada a indicação mais significativa no diagnóstico de análise cromatográfica. A evolução normal ou a indicativa de defeito deve ser encontrada estudando as famílias dos transformadores de mesmo fabricante e carregamento semelhante.

Tabela I – Limites de Evolução de Gases

Somatória de Gases Combustíveis Durante um Período de Tempo	Valores Limites de Evolução de Gases Combustíveis (ppm / dia)	Resultados
(CH ₄ +C ₂ H ₂ +C ₂ H ₄ +C ₂ H ₆) / t	Menor ou igual a 0,3	Normal
	Entre 0,3 e 1,0	Alerta (Acompanhamento) 1
	Entre 1,0 e 2,0	Alerta (Acompanhamento) 2
	Maior do que 2,0	Alerta (Acompanhamento) 3

Nota: t = tempo em dias entre amostras analisadas.

Em seguida realiza-se a seguinte sequência de cálculo para chegar ao diagnóstico final da situação do equipamento:

- Se a amostra for diferente de normal e diferente de alerta 1 ou rotina ou atuação ou proteção ou reamostragem, então, a análise é feita com o critério da IEC (amostragens subsequentes)
- Se a amostra for diferente de normal e diferente de alerta 1 ou vinda de tratamento de óleo ou remanejamento da unidade ou vindo de oficina ou de reparos ou refere-se a instalação ou reinstalação, a análise complementar é feita através do critério da Laborelec (primeira amostragem).
- Somente são analisados pelos dois critérios IEC e Laborelec quando o diagnóstico inicial estiver indicando Alerta (Acompanhamento) 2 e Alerta (Acompanhamento) 3.

Esta é a base histórica para a codificação atual de acompanhamentos nos níveis 1, 2 e 3 correspondentes aos seguintes resultados de avaliação:

- + Normal – condições normais de operação;
- + Alerta 1 – em observação inicial (acompanhamento 1);
- + Alerta 2 – em observação leve (acompanhamento 2);
- + Alerta 3 – em observação grave (acompanhamento 3).

6 - Critério de Diagnóstico LABORELEC

O método desenvolvido pela Laborelec, embora baseado no mesmo princípio de outros métodos, difere dos demais pelo fato de se utilizar da relação CH₄ / H₂, do mesmo modo que usa o teor de hidrogênio (H₂), concentração de monóxido de carbono (CO) e o teor de hidrocarbonetos (CH₄ + C₂H₄ + C₂H₆ + C₂H₂).

A classificação descrita na Tabela I pode ser estabelecida como base para determinação de causas da degradação (descargas parciais, arco elétrico, degradação térmica, etc.), para avaliar a gravidade e identificar o tipo de material envolvido (óleo, papel ou ambos). A informação contida na Tabela II apresenta a orientação para a frequência do ensaio e para as ações a serem tomadas.

Tabela I – Causas e Materiais Envolvidos na Degradação

Concentração (ppm)		CH4/H2	C2H2 (ppm)	CO (ppm)	Índice
H2	C1 + C2				
< 200	< 300	-	-	< 400	A
201 a 300	< 300	< 0,15	-	-	B 1
		0,16 a 1,0	< 20	-	2
		0,16 a 1,0	> 20	-	3
< 200	301 A 400	> 0,61	-	< 400	4
		> 0,61	-	> 400	5
		> 0,61	> 20	< 400	6
		> 0,60	> 20	> 400	7
201 a 300	301 a 400	-	> 20	-	3
< 200	< 300	-	< 20	-	4
		-	-	> 400	9
301 a 600	< 400	< 0,15	-	-	C 1
		0,16 a 1,0	< 50	-	2
		0,16 a 1,0	> 50	-	3
< 300	401 a 800	> 0,61	-	< 500	4
		> 0,61	-	> 500	5
		> 0,61	> 50	< 500	6
		> 0,60	> 50	> 500	7
301 a 600	401 a 800	-	> 50	-	8
		-	< 50	< 500	4
		-	< 50	> 500	5
		< 0.15	-	-	D 1

Relatório Técnico Subestação

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e					
> 601	< 800	0,16 a 1,0	< 50	< 700	2
Qualidade de Óleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente					
> 600	> 801	> 0,61	-	> 700	3
		> 0,61	> 50	< 700	4
		> 0,60	> 50	> 700	5
		-	> 100	-	6
> 601	> 801	-	< 100	< 700	7
		-	< 100	> 700	8
		-	< 100	> 700	9

A interpretação da coluna índice da tabela é a seguinte:

Grau de degradação:

- A – Normal;
- B – Médio;
- C – Importante;
- D – Muito Importante.

Tipo de degradação:

- 1 – Descargas parciais envolvendo o óleo;
- 2 – Centelha envolvendo o óleo;
- 3 – Centelha envolvendo óleo e/ou gás do comutador de derivações em carga;
- 4 – Térmica envolvendo o óleo;
- 5 – Térmica envolvendo óleo e papel;
- 6 – Térmica envolvendo óleo e/ou gás do comutador de derivações em carga;
- 7 – Térmica envolvendo óleo e papel;
- 8 – Arco elétrico no óleo ou gás do comutador de derivações em carga;
- 9 – Térmica envolvendo o papel.

Tabela II – Ações de Engenharia e Manutenção

Índice	Frequência de Ensaio / Ações Preventivas
A	Evolução normal
B1 – B2 – B3 – B4 – B5 – B6 – B7 – B9	Próximo controle entre 6 e 12 meses
C1 – C2 – C3 – C4 – C5 – C6 – C7 – C8	Próximo controle entre 1 e 3 meses
D1	Nova medição de nível de descargas parciais do transformador
D2 – D3	Possíveis gases formados pelo comutador de derivações em carga. Caso contrário, inspecionar as conexões do transformador
D4 – D5 – D6 – D7	Possíveis gases formados pelo comutador de derivações em carga. Caso contrário, inspecionar as conexões do transformador (pontos quentes) e revisão no sistema de resfriamento.
D8	Inspecionar conexões / medição de resistência do isolamento. Caso valor seja baixo considerar a necessidade de reparo em oficina. Para o transformador reentrar em operação deve ser feita degaseificação e retornar ao esquema de amostragem normal.

7 - Critério de Diagnóstico DUVAL

Um dos critérios mais rápidos e confiáveis de diagnostico é denominado como o Triângulo de Duval que adota como gases principais o acetileno (C₂H₂) metano (CH₄) e o etileno (C₂H₄), com base em pelo menos 170 casos de análises de falhas reais de

transformadores em operação, com a correspondente abertura, investigação, definição de defeitos / falhas e inter-relacionamento com as principais causas.

A representação pelo método gráfico é usada para visualizar os diferentes casos e facilitar sua comparação. As coordenadas limites das zonas de defeitos por descargas elétricas ou defeitos térmicos são indicados abaixo na Figura 1.

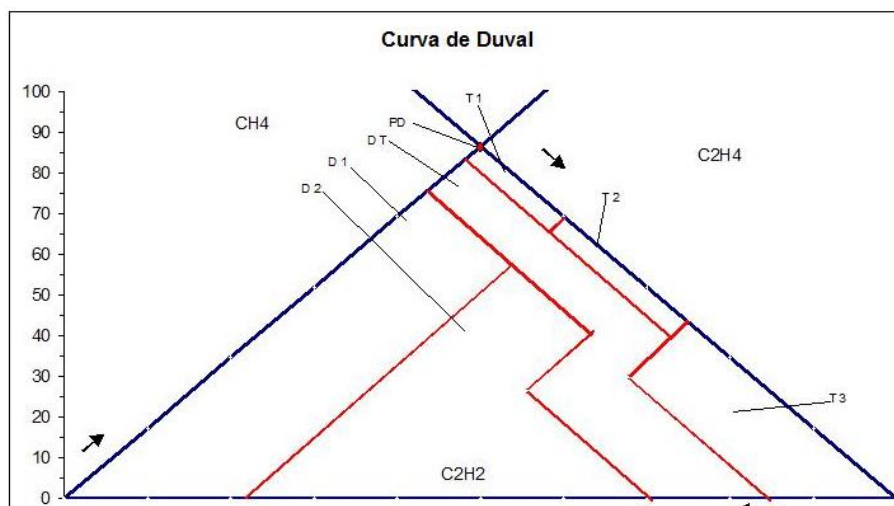


Figura 1 - Triângulo de Coordenadas e Zonas de Defeitos

As principais falhas ou defeitos detectados por análise de gases dissolvidos no óleo (DGA) são as descargas parciais (Partial Discharge - DP), as descargas elétricas de baixa energia (D1), as descargas elétricas de alta energia (D2), os defeitos térmicos com temperaturas menores do que 300C (T1), os defeitos térmicos com temperaturas entre 300C - 700C (T2) e os defeitos térmicos com temperaturas maiores que 700C (T3). Cuidados devem ser tomados para uso somente desta técnica pois as relações não necessariamente representam problemas, dependendo também do conteúdo de gases individuais.

/

ANEXO VIII – PONTOS RELEVANTES NA CONTRATAÇÃO DE ANÁLISE DE ÓLEO E PAPEL ISOLANTE

1 - Ensaios Físico-Químicos:

Aplicativo:

Além dos resultados de ensaios principais (rigidez, água, densidade, fator de potência, índice de neutralização, etc.) deve ser incluída a possibilidade de apontar:

- Ensaios e registros de dbds, tta, bta, enxofre corrosivo e pcb
- Ensaios e registros de teor de partículas e tamanho
- Data de amostragem, data de chegada da amostra e data de ensaios

Crítérios:

Valores limites normalizados ou de legislação

Valores limites após processos de tratamento (regeneração, recondicionamento)

Avaliação de família de transformadores

Automatismos:

Geração de etiquetas mensalmente

Envio do banco dados atualizado semestralmente ou quando solicitado

Atualização do banco de dados diariamente com resultados de ensaios

Lista de coletas de óleo em atraso em relação ao programa original para cada região

Relatórios de ensaios de exceções de imediato (após regeneração, etc.)

Ações típicas de manutenção e nomenclaturas de diagnósticos:

Condições normais de operação

Programar regeneração

Programar recondicionamento

Programar substituição de óleo isolante

Programar ações complementares (secagem da parte ativa, etc.)

Associação de ações de manutenção descritas acima

Nota: Não devem ser utilizadas palavras como crítico, suspeito, ação imediata, etc. devido a possibilidade de interpretação equivocada.

Listagens

Priorizada de equipamentos, características principais, programar recondicionamento

Priorizada de equipamentos, características principais, programar regeneração

Pendências de coletas de amostras em relação ao programa original para cada região

2 - Ensaios de Análise Cromatográfica

Aplicativo:

Diagnóstico pelo critério de Evolução de gases combustíveis

Diagnóstico pelo critério da IEC / ABNT

Diagnóstico pelo critério de Rogers

Diagnóstico pelo critério da Doble

Diagnóstico pelo critério da General Electric

Diagnóstico pelo critério do Laborelec

Diagnóstico pelo critério de Duval

Critérios Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

Valores limites normalizados

Relação entre gases combustíveis e aplicação de técnicas de diagnósticos

Taxa de crescimento de gases combustíveis

Avaliação da família de transformadores

Automatismos:

Geração de etiquetas mensalmente

Envio do banco dados atualizado semestralmente ou quando solicitado

Atualização do banco de dados diariamente com resultados de ensaios

Lista de coletas de óleo em atraso em relação ao programa original para cada região

Relatórios de ensaios após tratamento de óleo isolante (após regeneração, etc.)

Gráficos de evolução de cada gás combustível

Gráficos de evolução do volume total de gases combustíveis

Ações típicas de manutenção e nomenclaturas de diagnósticos:

Condições normais de operação

Acompanhamento 1

Acompanhamento 2

Acompanhamento 3

Aumento da frequência de amostragens e ensaios

Redução de carregamento e acompanhamento da evolução de gases combustíveis

Programar retirada de operação e inspeção interna para avaliação da situação

Associação de ações de manutenção descritas acima

Nota: Não devem ser utilizadas palavras como crítico, suspeito, ação imediata, etc. devido a possibilidade de interpretação equivocada.

Listagens

Priorizada de equipamentos suas características principais Acompanhamento 1

Priorizada de equipamentos suas características principais Acompanhamento 2

Priorizada de equipamentos suas características principais Acompanhamento 3

Equipamentos suas características com proposta de redução de carregamento

Pendências de coleta de amostras em relação ao programa para cada região

Observação Típica:

Como é de conhecimento geral, independente da empresa a ser contratada para serviços de análise de óleo mineral isolante de transformadores de subestações, existe necessidade de enviar dados para atualização de banco de dados de óleo isolante, como informações a respeito de equipamentos substituídos, encaminhados para reparos, rodízios eventualmente efetuados, os que saíram e entraram novamente (local, data, etc.), etc., para maior efetividade dos trabalhos de avaliação da criticidade dos equipamentos e qualidade do óleo mineral isolante.

Caso não seja feito, existem desdobramentos indesejáveis, tais como a possibilidade da unidade não entrar em programação de amostragem, o acompanhamento de equipamento em subestação errada, a perda do controle e oportunidades de observação de condições atuais da unidade, equipamentos suspeitos sem acompanhamento, etc.

No presente documento quando se trata de análise de gases dissolvidos no óleo isolante (cromatografia) a designação “transformadores” refere se a transformadores de

potência, reguladores de tensão e autotransformadores. No caso de ensaios físico-químicos refere-se também a disjuntores e comutadores sob carga.

Critérios de Diagnósticos de Criticidade Trafos e

Qualidade Oleo Isolante e Aplicativo Inteligível Correspondente

3 – Informações Principais de Relatórios Gerenciais

As principais informações dos relatórios gerenciais automáticos de criticidade dos transformadores e reguladores de tensão e qualidade do óleo mineral isolante são indicadas abaixo.

3.1 Criticidade de Equipamentos – Evolução de Gases Combustíveis –

- Empresa (CPFL Paulista, Piratininga, etc.)
- Número-Cia ou número SAP
- Equipamento: (transformador, autotransformador, regulador, etc.)
- Série: (número de série)
- Ano: (ano de fabricação)
- Tensão primária
- Tensão secundária
- Potencia
- Fabricante
- Identificação: (nome da subestação)
- Volume de óleo
- Região de localização da subestação (leste, oeste, nordeste, etc.)
- Número do Relatório: (Ordem de Serviço)
- Próxima Amostra: (data prevista)
- Diagnóstico: Acompanhamento 1; Acompanhamento 2; Acompanhamento 3

3.2 Qualidade do óleo Isolante – Ensaios Físico Químicos –

- Empresa (CPFL Paulista, Piratininga, etc.)
- Número-Cia ou número SAP
- Equipamento: (transformador, autotransformador, regulador, etc.)
- Série: (número de série)
- Ano: (ano de fabricação)
- Tensão primária
- Tensão secundária
- Potencia
- Fabricante
- Volume de óleo
- Identificação: (nome da subestação)
- Região de localização da subestação (leste, oeste, nordeste, etc.)
- Número do Relatório: (Ordem de Serviço)
- Próxima Amostra: (data prevista)
- Diagnóstico: programar regeneração, programar recondicionamento, substituir óleo

/