

## Manutenção 4.0

Por Yuri Andrade Dias e Caio Cezar Neiva Huais\*

# Capítulo VI

## Técnicas preditivas para detecção de falhas e avaliação do sistema isolante de transformadores de potência

### 1 - INTRODUÇÃO

A predição de falhas em ativos é de grande interesse por parte das empresas mantenedoras do sistema elétrico de potência a fim de evitar a indisponibilidade operativa de equipamentos estratégicos para a suplência de cargas, bem como seus consequentes impactos financeiros.

No caso específico de um transformador de potência, além da implementação de mecanismos que propiciem a predição de falhas, é demasiadamente importante uma avaliação periódica do estado de seu sistema isolante, verificando seu nível de degradação, em decorrência das condições operativas às quais o equipamento foi submetido. Assim, dependendo das evidências reunidas, planejam-se, de maneira eficiente e direcionada, futuras manutenções, evitando-se indevidas antecipações (que resultam em impactos financeiros dispensáveis) ou postergações (que podem comprometer a confiabilidade do ativo).

Em cenários ideais, em que os arranjos operativos das subestações contemplam redundâncias, no que tange às possibilidades de suplência das cargas, é recomendável que se realize, anualmente, o desligamento de cada transformador de potência para submetê-lo a uma bateria de ensaios elétricos e de óleo, com vistas a um diagnóstico mais acurado de seu estado. Entretanto, sabe-se que essa não é a realidade de muitas empresas do setor elétrico. E, assim sendo, torna-se requisito para o profissional

de manutenção o uso de medidas alternativas para o gerenciamento dos ativos sob sua responsabilidade.

Nesse contexto, assumem papel de destaque as técnicas preditivas não invasivas, que propiciam, por meio de análises periódicas de óleo isolante, não apenas a detecção de tendências de falha, como também o gerenciamento da perda de vida útil do sistema isolante de cada equipamento analisado.

Dessarte, o objetivo deste artigo é versar, aos profissionais de manutenção, noções sistêmicas gerais das técnicas preditivas não invasivas supracitadas, contemplando desde a aplicação à interpretação dos resultados. Para tanto, abordam-se, nos tópicos ulteriores, os ensaios físico-químicos, de análise de gases dissolvidos e de teor de compostos furânicos em óleo isolante, que, em conjunto, proveem conclusões importantes acerca do estado do óleo isolante e da isolação celulósica do ativo sob análise, bem como conduzem à detecção de uma pluralidade de possíveis falhas incipientes, dada a correlação entre modos de falha e distúrbios nas concentrações de gases no óleo.

Assim sendo, espera-se que os leitores compreendam a importância dessas técnicas para apoio à tomada de decisão, incentivando-os à leitura das publicações normativas das quais constam os critérios sobre os quais se versam neste trabalho e, sobretudo, às suas implementações, dentro das rotinas de manutenção dos transformadores de potência sob sua responsabilidade.

Cabe destacar que os critérios aqui apresentados se restringem

a transformadores de potência imersos em óleo mineral isolante, que são a maioria absoluta dos equipamentos que integram as subestações de energia elétrica, mundialmente.

Ademais, é indispensável que, durante a amostragem de óleo para qualquer análise, seja físico-química, de gases dissolvidos ou de teor de compostos furânicos, todo o procedimento de ambientação das vidrarias, que devem ser adequadas para a finalidade a que se destinam, seja seguido à risca, evitando a extração de amostras não representativas ou contaminadas, que conduzam a resultados distorcidos e interpretações errôneas sobre o estado do equipamento. É recomendável, ainda, que toda e qualquer análise seja procedida por laboratórios acreditados pelo órgão de metrologia competente, devendo dispor de laudos de calibração válidos para cada um dos instrumentos de ensaio e um conjunto de procedimentos sistêmicos, alinhados com as normas vigentes, para realizá-los.

## 2 - ENSAIOS FÍSICO-QUÍMICOS DE ÓLEO ISOLANTE

As situações de maior estresse dielétrico para o sistema isolante de um transformador de potência ocorrem diante de fenômenos transitórios, como:



**Figura 1 – Rigor na etapa de amostragem de óleo é indispensável.**  
Fonte: próprios autores (2022).

- a) a energização, em que os enrolamentos são percorridos pela denominada corrente de inrush, algumas vezes superior à nominal;
- b) as sobretensões, sejam as de manobra, sejam as oriundas de descargas atmosféricas ou mesmo as de distúrbios operativos; ou
- c) em decorrência de correntes de curto-circuito supridas pelo equipamento.

Nessas circunstâncias, verificam-se esforços eletrodinâmicos de grandes magnitudes sobre toda a parte ativa e/ou demais

# A NBR IEC 61439-1 é novidade para sua empresa?

## Para a nossa, não.

A KitFrame realizou o primeiro ensaio de acordo com a IEC 61439 em 2014, 2 anos antes da publicação da norma no Brasil. Desde então, realizamos dezenas de ensaios no Brasil e no exterior, como parte da estratégia de investir continuamente em pesquisa e desenvolvimento de produtos altamente competitivos.



## Conjunto testado SIELTT conforme IEC 61439-1&2 e IEC TR 61641



**KitFrame**  
electromechanical smart system

+55 11 4613-4555

www.kitframe.com

kitframe@kitframe.com

Kitframe do Brasil  
Eletro Industrial

gradientes de tensão em seus elementos componentes, que põem à prova o óleo isolante do equipamento.

Assim sendo, um óleo isolante com características físico-químicas ruins comprometerá a suportabilidade dielétrica do sistema isolante, podendo, em casos extremos, levar à falha catastrófica da parte ativa do transformador, em decorrência de disrupções dielétricas internas. E é justamente para que se evitem falhas com essa natureza que se deve proceder a análise físico-química do óleo de transformadores de potência no mínimo a cada 12 meses, ou sempre que procedida alguma intervenção invasiva com manipulação do óleo, conforme determina a norma técnica ABNT NBR 5356-9:2016, intitulada “Transformadores de potência – Parte 9: Recebimento, armazenagem, instalação e manutenção de transformadores e reatores de potência imersos em líquido isolante” [1].

As principais grandezas que devem ser medidas, por meio da realização de ensaios físico-químicos, são a rigidez dielétrica, o fator de potência, o índice de neutralização, o teor de água e a tensão interfacial. Em sequência, descreve-se a natureza física de cada uma delas e, ao fim do tópico, os limiares e limites normativos para seus valores, no caso de equipamentos em operação.

A rigidez dielétrica exprime a diferença de potencial que, aplicada entre dois pontos espaçados por eletrodos de forma e dimensões conhecidas, leva à disrupção dielétrica. Naturalmente, esperam-se valores elevados de rigidez dielétrica para um óleo isolante em bom estado, dado que valores baixos tornam o sistema isolante mais vulnerável a descargas internas.

O fator de perdas é numericamente definido como a razão entre a potência ativa e a potência reativa observadas em um óleo

isolante, quando da aplicação de tensão em um circuito de testes. Assim sendo, valores reduzidos de fator de perdas são esperados para óleos isolantes em bom estado, exprimindo a ausência de materiais contaminantes de natureza polar em suspensão nele e baixas perdas dielétricas por Efeito Joule, quando submetido às condições de serviço.

O índice de neutralização está inversamente relacionado ao potencial hidrogeniônico (pH) do óleo, esse último que, quando muito baixo (ácido), acelera a degradação da isolação celulósica, reduzido sua vida útil remanescente de maneira acelerada, em comparação à redução que seria verificada em contato com um óleo de baixo índice de neutralização (pH mais elevado). O aumento do índice de neutralização exprime, pois, aumento da oxidação do óleo, que acelera a degradação da isolação celulósica. Essa degradação, por sua vez, reduz sua resistência mecânica e compromete a rigidez dielétrica geral do sistema isolante, reduzindo sua suportabilidade, sobretudo face aos fenômenos transitórios supracitados.

O teor de água, por sua vez, exprime, numericamente, a concentração de água no óleo, sendo a água um contaminante nocivo. Quanto menor o valor dessa grandeza, portanto, melhor. A água, assim como o contato com óleo de elevado índice de neutralização e como a pirólise (reação química envolvendo a temperatura), acelera a degradação da isolação celulósica pelo fenômeno químico da hidrólise. Outrossim, reduz a rigidez dielétrica do fluido, comprometendo sua suportabilidade dielétrica.

É natural, com o aquecimento da parte ativa, que haja uma migração de parte da umidade presente na isolação celulósica para o óleo. Isso ocorre de maneira mais notável, por exemplo, em situações de carga elevada, em que há expressiva dissipação térmica

**TABELA 1 – LIMIARES E LIMITES DAS GRANDEZAS FÍSICO-QUÍMICAS PARA ÓLEOS ISOLANTES DE EQUIPAMENTOS EM SERVIÇO**

Grandeza	Método de ensaio	Classe de tensão			
		≤ 36,2 kV	> 36,2 kV ≤ 72,5 kV	> 72,5 kV ≤ 145 kV	> 145 kV
Rigidez dielétrica mínima, eletrodo tipo calota (kV)	ABNT NBR IEC 60156	40	40	50	60
Fator de perdas máximo (%)	ABNT NBR 12133	0,5 (a 25 °C) 15 (a 90 °C) 20 (a 100 °C)	0,5 (a 25 °C) 15 (a 90 °C) 20 (a 100 °C)	0,5 (a 25 °C) 15 (a 90 °C) 20 (a 100 °C)	12 (a 90 °C) 15 (a 100 °C)
Índice de neutralização máximo (mg de KOH/g)	ABNT NBR 14248	0,20	0,20	0,15	0,15
Teor de água máximo (mg/kg)	ABNT NBR 10710	40	40	30	20
Tensão interfacial mínima a 25 °C (mN/m)	ABNT NBR 6234	20	20	22	25

Fonte: ABNT (2017)

na parte ativa. Do mesmo modo, com a diminuição da carga e consequente redução da temperatura da parte ativa, as moléculas de água presentes no óleo tendem a migrar para a isolação celulósica. Esse fenômeno, da migração de umidade entre isolação celulósica e óleo, é denominado difusão molecular e é importante ser de conhecimento dos profissionais de manutenção. Inclusive, dependendo das condições do óleo isolante e das circunstâncias de sua amostragem (carga do transformador), leva a variações expressivas no teor de água medido.

A tensão interfacial exprime, numericamente, o nível de coesão entre as moléculas do óleo isolante, sendo sua diminuição um indicativo da oxidação acentuada do óleo e da tendência de formação de borra. A oxidação do óleo, como já citado, compromete a isolação celulósica. A formação de borra, por sua vez, compromete a eficiência termodinâmica do transformador, dificultando as trocas de calor com o meio ambiente e acelerando ainda mais a perda de vida útil da isolação celulósica, por meio do fenômeno químico da pirólise.

Na Tabela 1 apresentam-se limiares e limites definidos pela ABNT NBR 10576, intitulada “Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção” [2], para cada uma das grandezas físico-químicas descritas, no caso de óleos isolantes de equipamentos em serviço.

É de valia destacar, entretanto, que os limites aqui recomendados para óleos minerais isolantes novos são ainda mais restritivos por norma. E alguns fabricantes podem exigir valores ainda mais restritivos. Em sendo o caso, devem prevalecer os limites mais rigorosos, quando da avaliação de transformadores de potência novos.

### 3 - ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS EM ÓLEO ISOLANTE

A Análise de Gases Dissolvidos (AGD) em óleo isolante, também conhecida como cromatografia, é uma poderosa técnica preditiva, de uso consagrado no setor elétrico e que, tal como as demais aqui abordadas, é de conhecimento obrigatório pelos profissionais de manutenção que lidam com transformadores de potência.

Por meio da AGD, têm-se acesso às concentrações absolutas de gases dissolvidos no óleo isolante e, de posse do histórico dessas concentrações, a um perfil de evolução temporal de cada gás. Assim, o surgimento de alguns gases isoladamente ou de maneira combinada, bem como a taxa de evolução temporal nas concentrações desses gases são informações importantes que, se adequadamente interpretadas, levam à detecção de falhas incipientes com expressiva acurácia.

Nesse contexto, todavia, cabem alguns alertas para que se evitem tomadas de decisão precipitadas. Sempre, ao analisarem-se os resultados de ensaios de AGD, deve-se considerar não apenas

as concentrações de gases atuais, como também a variação histórica delas, com base nos ensaios precedentes. Sempre! Isso porque muitos equipamentos têm peculiaridades construtivas que podem fazer com que a presença de alguns gases dissolvidos no óleo isolante não seja preocupante, dada uma estabilidade temporal das correspondentes concentrações. Em contrapartida, há equipamentos que já despertam suspeição com o surgimento de um ínfimo aumento de certo gás combustível.

Em suma, cada caso é um caso e a robustez desta técnica preditiva depende sobretudo do conhecimento dessas particularidades. E a compreensão delas se torna mais fácil quando, num determinado parque de transformadores sob análise, se tem várias unidades construtivamente idênticas. Como essa não é, necessariamente, a realidade das empresas do setor elétrico, e mesmo que fosse, sempre há margem para particularidades entre equipamentos, cabe repisar: deve ser tomada como regra a análise conjunta não apenas das concentrações absolutas de gases dissolvidos no óleo, como também da variação temporal dessas concentrações, dados os resultados de ensaios precedentes. E, toda vez em que houver algum resultado suspeito, recomenda-se fortemente proceder uma nova amostragem e, em sendo possível, a realização de uma contraprova com outro instrumento laboratorial (cromatógrafo).

Para a interpretação dos resultados da AGD, deve-se fazer uso dos critérios delimitados pela norma técnica ABNT NBR 7274:2012, intitulada “Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço”, que deve ser integralmente lida para compreensão correta dos critérios, dado que tanto os textos como as tabelas contêm numerosas informações que se complementam entre si.

Ao fim, de acordo com as razões entre as concentrações de gases combustíveis no óleo, com a evolução temporal dessas concentrações, bem como com o total de gases combustíveis, prover-se-á um dentre os possíveis diagnósticos que se seguem:

- a) Ausência de defeitos;
- b) Descargas parciais;
- c) Centelhamento;
- d) Descargas de baixa energia;
- e) Descargas de alta energia;
- f) Sobreaquecimento.

Ademais, é possível que se obtenham alguns diagnósticos adicionais, com destaque para:

- a) Envolvimento ou não da celulose, por meio da relação  $CO_2/CO$ ;
- b) Possível ruptura do sistema de selagem por bolsa, membrana, com contaminação do óleo pelo ar atmosférico, por meio da relação  $O_2/N_2$ ;

c) Possível falha de estanqueidade do tanque do comutador de derivações em carga, por meio da relação  $C_2H_2/H_2$ .

A norma ainda destaca que incrementos de acetileno ( $C_2H_2$ ) podem indicar que a temperatura do ponto quente interno é maior que 1.000 °C.

Assim sendo, a tomada de decisão subsidiada pela análise de gases dissolvidos no óleo se dá de maneira direcionada, já que, além de saber da existência de um defeito, é possível delimitá-lo quanto à sua natureza, eliminando elucubrações desnecessárias.

Conforme determina [1], a análise de gases dissolvidos no óleo deve ser procedida antes da energização do transformador para referência quanto às concentrações preliminares dos gases no óleo, de 24h a 26h após a energização, 10 dias e 30 dias após a energização. Então, após isso, adotar a periodicidade semestral, a menos que detectada alguma evidência de falha incipiente.

#### 4 - GRAU DE POLIMERIZAÇÃO DO PAPEL

O grau de polimerização (GP) do papel é uma grandeza adimensional que corresponde ao número de monômeros que compõem um polímero da celulose que integra a isolação sólida dos enrolamentos. Quanto maior o número de monômeros, mais robusto mecanicamente se encontra a isolação celulósica e menos vulnerável a esforços eletrodinâmicos mais intensos.

Conforme descrito em [4], é esperado que o papel, após submetido a todos os processos fabris, incluindo os ensaios finais de aceitação, como o de elevação de temperatura, apresente um GP igual a pelo menos 1.000.

Ainda segundo os critérios de [4], pode-se considerar que um GP abaixo de 450 já é ruim. Isto é: trata-se de um valor típico de isolação celulósica em fim de vida útil.

Apenas para ilustração, verifica-se, na Figura 2, extraída de [4], a diferença entre a estrutura molecular de uma isolação celulósica nova em comparação com uma isolação celulósica já degradada.

O ensaio de GP diretamente por amostra de papel exige que ela seja extraída da parte ativa, sendo, portanto, um procedimento



a) Isolação celulósica nova



b) Isolação celulósica degradada

Figura 2 – Estruturas moleculares de duas isolações celulósicas.

Fonte: MARQUES, A. P. (2018)

invasivo, que não somente exige o desligamento do transformador de força, como o rebaixamento de seu nível de óleo, para acesso a perímetro de papel de sacrifício ou mesmo papel das próprias bobinas. Assim sendo, é um processo dispendioso, usualmente feito apenas quando de reparos da parte ativa e/ou substituições de óleo isolante, por exemplo.

Entretanto, tem se consagrado no setor elétrico o ensaio de teor de compostos furânicos no óleo, que se baseia no fato de que o processo de polimerase da celulose causa o surgimento nele desses compostos, também denominados fulfuraldeídos. O principal deles é o 2-Fulfuraldeído (2-FAL).

Por meio da concentração do 2-FAL e, no caso de determinadas literaturas, de outros compostos furânicos também é possível estimar, matematicamente e com adequada acurácia, o GP da isolação celulósica que esteve em contato com o óleo amostrado. Para tanto, deve-se fazer uso de equacionamentos adequados, como, por exemplo, as equações de (1) a (4), propostas pelos pesquisadores Chendong [5], Burton [6], Vaurchex [7] e De Pablo [8], nessa ordem.

$$GP = \frac{1,51 - \log(2FAL)}{0,0035} \quad (1)$$

$$GP = \frac{2,5 - \log(2FAL)}{0,005} \quad (2)$$

$$GP = \frac{2,6 - \log(2FAL)}{0,0049} \quad (3)$$

$$GP = \frac{7100}{8,88 + 2FAL} \quad (4)$$

Em que:

- GP, o grau de polimerização do papel, estimado com base na concentração de 2-Fulfuraldeído no óleo isolante;
- 2FAL, a concentração de 2-Fulfuraldeído no óleo isolante.

Obviamente, para que os resultados sejam representativos, é indispensável que o equipamento tenha operado por tempo expressivo em contato com o óleo isolante a ser submetido ao ensaio de teor de compostos furânicos. Assim sendo, um óleo de um equipamento novo ou mesmo de um equipamento recentemente submetido a tratamento, regeneração ou substituição de óleo não apresentará concentrações que conduzam a estimativas realistas de GP. O ideal é que o óleo tenha ficado em contato com a isolação celulósica, com o transformador em operação, por pelo menos 12 meses.

Assim, como a amostragem de óleo se dá de maneira não invasiva, no que tange ao não desligamento do ativo, obtém-se

estimativas importantes do nível de degradação da isolação celulósica de um dado transformador de potência que se deseja analisar de maneira célere e pouco dispendiosa, técnica e financeiramente. E essa estimativa propicia programar a retirada preventiva de operação do ativo, evitando que ela se dê com o papel já comprometido, em fim de vida útil, e, portanto, com a parte ativa vulnerável a eventuais esforços eletrodinâmicos demasiados. Desse modo, tem-se condições, inclusive, de programar um processo de reforma ou substituição do equipamento, evitando falhas e o consequente comprometimento da confiabilidade operativa da subestação em que o ativo se encontra instalado.

Quanto à periodicidade da realização do ensaio de teor de compostos furânicos no óleo, recomenda-se que ela seja igual às análises físico-químicas do transformador de potência, se dando a partir de seu primeiro ano de operação. Isto é: que seja procedida anualmente, já a partir do primeiro ano posterior à energização.

## CONCLUSÕES

Conclui-se que as três técnicas preditivas não invasivas apresentadas neste trabalho conduzem a diagnósticos valiosos, no que tange à detecção de falhas incipientes e à avaliação do estado do sistema isolante de transformadores de potência. Ademais, apresentam baixo custo de implementação, dado que se baseiam em análises de óleo isolante, cuja amostragem pode se dar sem qualquer impacto à operação ininterrupta do ativo que se tem interesse em analisar.

Assim, utilizando as considerações apresentadas nos tópicos precedentes deste trabalho, o profissional de manutenção do setor elétrico pode direcionar melhor seus estudos acerca do tema e utilizar as técnicas preditivas aqui elencadas, com os devidos critérios, para o aprimoramento das rotinas de manutenção preventiva dos transformadores sob sua gestão. Da mesma maneira, passam-se a ter evidências robustas para tomadas de decisão, quanto a retiradas preventivas de operação de ativos que eventualmente apresentem resultados suspeitos. Isso representa ganhos expressivos de confiabilidade para o sistema elétrico ao qual esses equipamentos se integram, dado que a probabilidade de uma falha ocorrer fortuitamente torna-se bem mais reduzida, considerando que parte expressiva delas estão relacionadas a defeitos no sistema isolante, que sensibilizariam, potencialmente, as técnicas preditivas estudadas.

Todavia, por oportuno, deve-se destacar que a acurácia dessas técnicas é altamente dependente do rigor inerente às etapas de amostragem e posterior realização de ensaios do óleo isolante. Em havendo falhas no processo de amostragem e/ou nos procedimentos implementados no laboratório químico, fatalmente ter-se-ão distorções que conduzirão a interpretações falsas sobre o

estado do equipamento e até mesmo sobre a não tendência de falha. Não obstante, uma vez assegurados os procedimentos corretos face a esses pontos de atenção, são ferramentas de grande valia para as equipes de manutenção, provendo evidências que servem como importantes subsídios para a predição de falhas e para o planejamento de intervenções mais direcionadas e eficientes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5356-9:2016 – *Transformadores de Potência – Parte 9: Recebimento, armazenagem, instalação e manutenção de transformadores e reatores de potência imersos em líquido isolante*. Rio de Janeiro, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10576:2017 – *Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção*. Rio de Janeiro, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 7274:2012 – *Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço*. Rio de Janeiro, 2012.

MARQUES, A. P. *Diagnóstico Otimizado de Transformadores de Potência Mediante a Integração de Técnicas Preditivas*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2018.

CHENDONG, X. *Monitoring paper insulation ageing by measuring furfural contents in oil*. In *7th Int. Symp. on High Voltage Eng.*, (1991), pp. 26-30.

CHEIM, L. PLATTS, D., PREVOST, T., XU, S. *Furan analysis for liquid power transformers*. *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 28, pp.8-21, 2012.

STEBBINS, R. D., MYERS, D. S., SHKOLNIK, A. B. *Furanic compounds in dielectric liquid samples: Review and update of diagnostic interpretation and estimation of insulation ageing*. In *7th Int. Conf. on Properties and Appl. of Dielectr. Mater.*, (2003), pp. 921-926.

DE PABLO, A. *Furfural and ageing: How are they related*. In *IEEE Colloquium on Insulating Liquids*, (1999), pp. 5/1-5/4.

---

\*Yuri Andrade Dias é engenheiro eletricista, mestre em Engenharia Elétrica (2019) e doutorando em Engenharia Elétrica. Atualmente, é engenheiro eletricista especialista na Enel Distribuição Goiás, atuando como responsável pela área de Engenharia de Manutenção de Subestações de Alta Tensão.

Caio Huais é engenheiro de produção, pós-graduado em Engenharia Elétrica e Automação com MBA em engenharia de manutenção. Atualmente, é gerente corporativo de manutenção de alta tensão no Grupo Equatorial Energia.