

## Manutenção 4.0

Por Yuri Andrade Dias e Caio Cezar Neiva Huais\*

# Capítulo VIII

## Transformadores de potência na Indústria 4.0: prevenção de falhas por meio do monitoramento online do óleo isolante e de grandezas elétricas e térmicas

### INTRODUÇÃO

No contexto da Indústria 4.0, faz-se presente um uso massivo de tecnologias direcionadas à predição de interrupções de serviço, propiciando a correção de defeitos antes que uma falha se consuma. Mais que isso, verifica-se uma necessidade de diagnósticos quase instantâneos, que não demandem mais que frações de segundos para serem obtidos. Isto é: a frequência de amostragem de dados das plantas industriais por meio de sistemas sensorizados nunca foi tão alta. Os resultados são ganhos perceptíveis no que tange à prevenção de falhas, já que eventuais diagnósticos de problemas passam a ser sucedidos de imediatas ações corretivas, que, em outras épocas, geralmente, tardariam a serem procedidas. Para os transformadores de potência, o contexto supracitado é o mesmo: as tecnologias da Indústria 4.0 estão se consagrando tanto para aplicação nesse tipo de equipamento que tem sido comum encontrar sistemas de monitoramento online a eles direcionados em empresas mantenedoras do setor elétrico de potência, bem como em subestações industriais. E é justamente face a essa nova realidade tecnológica que os profissionais do setor elétrico precisam, essencialmente, conhecer quais são os monitoramentos estratégicos, como eles se dão e, sobretudo, como utilizar as informações por eles providas para uma tomada de decisão rápida e eficiente, no que concerne a eventuais necessidades de manutenção ou até mesmo de substituição de ativos.

Dessa maneira, este artigo se direciona a esses profissionais com o objetivo de pontuar e descrever as principais possibilidades (e suas correspondentes finalidades) do monitoramento online de transformadores de potência, com vistas ao direcionamento dos leitores a estudos mais aprofundados, a posteriori. A ideia é,

ainda, reforçar a importância dessas tecnologias como ferramentas complementares às técnicas preditivas já consagradas no setor elétrico, como, por exemplo, a realização de ensaios elétricos periódicos, a realização de ensaios de descargas parciais pelo método acústico e as análises periódicas de óleo para fins de avaliação de suas concentrações de gases dissolvidos, de suas características físico-químicas e mesmo de seu teor de compostos furânicos.

Para tanto, será abordado, a seguir, o monitoramento de:

- Aumento da capacitância e tangente delta das buchas condensivas, por meio da corrente de fuga pela derivação capacitiva;
- Temperaturas dos enrolamentos e do topo do óleo;
- Desgaste do comutador de derivações em carga, por meio da potência drenada pelo motor do mecanismo de comando;
- Estado da bolsa ou membrana de selagem do conservador (tanque de expansão);
- Teor de água e das concentrações de gases dissolvidos no óleo isolante;
- Vazamentos de óleo isolante com o uso de caixa separadora água/óleo inteligente junto à bacia de contenção sob o transformador;
- Tradicionais proteções inerentes do transformador (sinalizações de baixo nível de óleo, oriundas dos indicadores magnéticos de nível de óleo do tanque principal ou do tanque do comutador e formação de gases no relé de gás).

Sobre essas últimas, cabem ressalvas: considera-se que a atuação do relé de fluxo, dos dispositivos de alívio de pressão (do tanque principal e do tanque do comutador de derivações em carga) ou mesmo da válvula de retenção automática não se enquadram na

finalidade de monitoramento, pois essas proteções não têm um estágio de alarme. Isto é: quando atuam, já houve uma falha, e elas devem levar a uma abertura instantânea do disjuntor a montante, com o intuito de preservar o equipamento, evitando que os danos se potencializem. Assim, saber que elas atuaram, via sistema supervisor, servirá apenas como evidência para avaliação posterior da causa raiz do problema, mas não como mecanismo preventivo.

### CAPACITÂNCIA DAS BUCHAS CONDENSIVAS

Em enrolamentos de transformadores classe de tensão igual ou superior a 36,2 kV, são utilizadas, como estruturas interfaciais, buchas do tipo condensivas, em decorrência da magnitude dos campos elétricos envolvidos. Essas buchas caracterizam-se por ter seu condutor, coloquialmente denominado “varão”, envolto por camadas de material dielétrico intercaladas com camadas de material condutor. Essa construção, por sua vez, resulta em um sistema isolante proeminentemente capacitivo, sendo muito eficiente para o controle da magnitude de campo elétrico externamente à estrutura (confinamento das linhas de campo elétrico). Assim sendo, uma bucha condensiva pode ser modelada matematicamente como um conjunto de capacitâncias, a partir do condutor ligado à lide. E, para fins de teste, a camada de material condutor mais interna da última capacitância é conectada a um terminal externo, denominado derivação capacitiva, tap capacitivo, tap de teste ou tap de tensão, que opera permanentemente aterrado. Quando necessário testar o desempenho da bucha, esse tap é utilizado para que se meçam, com o transformador desenergizado, duas capacitâncias: a entre o condutor (varão) e a derivação capacitiva e a entre derivação capacitiva e o flange/massa aterrada da bucha. A primeira capacitância é usualmente identificada como C1 pelos fabricantes de bucha. E a segunda, por sua vez, como C2. Essas capacitâncias são ilustradas na Figura 1, por meio de uma vista superior da bucha condensiva [1].



Fonte: TREETECH (2018)

**Figura 1 – Vista superior das camadas de bucha condensiva do tipo papel-óleo. Fonte: Treetech (2018).**

Pelo Item 4.3.3.6 da 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” [2], as capacitâncias de bucha, assim como as correspondentes medidas de fator de perdas, também denominadas de tangente delta, devem apresentar erros em valor absoluto de até 3% em relação aos valores obtidos nos ensaios de fábrica, cujos resultados, usualmente, encontram-se registrados na placa de identificação da bucha. Caso as camadas condensivas desse tipo de bucha tivessem uma dissipação de potência ativa nula, sendo puramente capacitivas, a corrente de fuga que fluiria por meio dessa associação série de capacitâncias seria nula. Contudo, esse cenário teórico não existe no mundo real, de modo que sempre há corrente de fuga pelo corpo condensivo. E é justamente o aumento dessa corrente de fuga ao longo da vida útil da bucha que serve de indício de seu envelhecimento ou, dependendo da magnitude desse aumento, de sua tendência de falha. Como essa corrente de fuga é inversamente proporcional à impedância proeminentemente capacitiva do sistema isolante da bucha, uma redução dessa impedância leva ao aumento da corrente de fuga que por ele flui. E em que circunstâncias se observa esse aumento de impedância? Basicamente com a degradação das camadas de material dielétricos supracitadas. Como essas camadas de material isolante intercaladas com camadas condutoras constituem uma associação de capacitâncias em série, quando uma das capacitâncias se torna um curto-circuito ou perde quase que totalmente suas boas características dielétricas, a capacitância equivalente da associação aumenta. Consequentemente, a reatância capacitiva correspondente diminui e a impedância se reduz, levando a um aumento da corrente de fuga.

É por isso que alguns IEDs (sigla do inglês para intelligent electronic devices) monitoram essa corrente para estimar os valores da capacitância C1 e tangente delta (fator de perdas) correspondente. Cabe ressaltar que C2 opera sem diferença de potencial entre suas camadas condutoras (ambas aterradas). Portanto, fica claro que o monitoramento do aumento da corrente fuga que flui pelo sistema isolante da bucha condensiva propicia o controle da degradação das capacitâncias que o compõem. O recomendado é que valores de capacitância e tangente delta com erros superiores a 3% em relação aos valores de placa/ensaios de fábrica sejam tomados como limites para a decisão de substituir uma bucha, dentro do que determina a ABNT NBR 5356-9:2016. Juízo diverso, com erro mais leniente, deve ser aceito com extrema cautela, sob pena de um problema na bucha sob análise estar evoluindo de maneira rápida para sua falha catastrófica.

### TEMPERATURAS DOS ENROLAMENTOS E DO TOPO DO ÓLEO

O regime térmico de operação de um transformador de potência está diretamente relacionado à sua perda de vida útil, uma vez que a isolamento celulósica dos enrolamentos sofre degradação em decorrência do fenômeno da pirólise. Isto é: reações químicas de degradação dessa isolamento são intensificadas com o aumento da temperatura de operação do transformador, pela Lei de Arrhenius. No caso de a isolamento

celulósica sofrer processo avançado de degradação, com a redução do seu grau de polimerização a valores inadequadamente baixos, o transformador precisa ser submetido a processo de reforma, com substituição da isolação e rebobinamento dos enrolamentos.

O óleo isolante, igualmente, sofre degradação química em decorrência da exposição a regimes térmicos mais intensos. Os hidrocarbonetos que o compõem são quimicamente comprometidos em resposta a regimes térmicos mais agressivos. Todavia, em havendo degradação expressiva do óleo, quando suas grandezas físico-químicas estarão com valores insatisfatórios, é possível regenerá-lo ou substituí-lo em campo. A isolação dos enrolamentos não tem possibilidade semelhante, pois exige intervenção invasiva em fábrica/reformadora. Portanto, essa isolação é que define a vida útil remanescente do equipamento. Assim, sobretudo para controle da perda de vida útil da isolação celulósica, monitorar as temperaturas dos enrolamentos e do topo do óleo do transformador de potência são ações de grande importância. Para esse fim, são utilizados, atualmente, dispositivos eletrônicos (vide Figura 2) que monitoram a corrente secundária dos transformadores de corrente (TCs) de bucha de imagem térmica dos enrolamentos e sensores do tipo PT100 junto ao topo do óleo no tanque principal.

Em alguns casos, um sensor de arseniato de gálio conectado via fibra ótica ao painel de comando do transformador pode ser instalado durante a etapa de fabricação de sua parte ativa. Por meio dele, torna-se possível a medição direta de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, também denominado hotspot. No caso dos TCs de bucha de imagem térmica, essa medição não é direta, se dando por meio de um algoritmo, que, via de regra, considera o gradiente de temperatura enrolamento/topo do óleo, obtido dos ensaios de elevação de temperatura em fábrica, bem como a temperatura do topo do óleo e a corrente secundária que por eles flui. Assim, a partir dessas grandezas, calcula-se uma estimativa da temperatura do hotspot do enrolamento. Adicionalmente, informações de temperatura ambiente são monitoradas em tempo real, para provimento de registros adicionais para a tomada de decisão. Para tanto, utiliza-se um sensor do tipo PT100 instalado sob abrigo meteorológico para evitar interferências da exposição à radiação solar direta e do vento nos valores de resistência entre seus terminais.

Cabe citar que em transformadores mais antigos ainda é possível encontrar um divisor de corrente resistivo que aquece um pequeno poço

contendo óleo isolante em simulação (imagem térmica) à dissipação térmica do enrolamento, cuja temperatura do ponto mais quente se deseja medir. Em equipamentos mais novos, esse tipo de recurso caiu em desuso, tendo sido substituído pelo TC de imagem térmica e pelos dispositivos citados no parágrafo precedente.

O monitoramento de temperatura em tempo real também pode ser utilizado para controle de sobrecarga, de maneira que a redução do carregamento fique condicionada ao atingimento de temperaturas limites pré-estabelecidas para o ponto mais quente de cada enrolamento e para o topo do óleo. Essas temperaturas limites não devem superar as determinadas pela ABNT NBR 5356-7:2017, intitulada “Transformadores de potência – Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante” [4], em seu Item 7. Ademais, todos os demais requisitos que dela constam devem ser plenamente atendidos.

Considerando o descrito, fica claro que a correta parametrização dos IEDs de monitoramento de temperatura tem papel estratégico para que as tomadas de decisão sejam corretas e acuradas. Sobretudo no caso das medidas indiretas de temperatura do hotspot do enrolamento, uma variável errada, como um gradiente enrolamento/topo do óleo parametrizado incorretamente, leva a medidas pouco reais de temperatura. As consequências, portanto, podem ser danosas, indo desde um desligamento indevido do transformador à não sensibilização das proteções a eventual sobrecarga térmica. As informações de temperatura, juntamente com as de carregamento (diretamente relacionado à temperatura dos enrolamentos) auxiliam, ainda, a compreender flutuações instantâneas no teor de água no óleo isolante, já que a umidade, por difusão molecular, migra da região de maior temperatura para a região de menor temperatura em intensidade proporcional à diferença de temperatura existente. Conclui-se, pois, que uma pluralidade de informações importantes e subsídios para a tomada de decisão são obtidos a partir do monitoramento em tempo real das temperaturas dos enrolamentos e do topo do óleo.

### DESGASTE DO COMUTADOR DE DERIVAÇÕES EM CARGA

Comutadores de derivações em carga (CDCs), sejam os modelos com contatos da chave comutadora e mecanismos de extinção de arco imersos em óleo, sejam aqueles dotados de câmaras interruptoras a vácuo, exigem manutenção por tempo ou por número de operações. Cabe ao profissional do setor elétrico tomar ciência, por meio do manual do equipamento, sobre qual intervalo e número de operações necessários entre duas manutenções sucessivas, bem como o escopo recomendado para cada inspeção/intervenção. Todavia, por mais improvável que possa ser, sobretudo em CDCs com manutenção em dia, por tempo e por número de operações, pode ocorrer o surgimento de anomalias funcionais que aumentam a resistência mecânica da chave comutadora à rotação, e, com isso, exigindo maior torque do motor do painel de comando



Figura 2 – Exemplos de dispositivos de monitoramento térmico.

(vide Figura 3). Por conseguinte, em situações assim, a potência drenada por esse motor passa a ser proporcionalmente maior. Assim sendo, uma maneira prática e não invasiva de detectar esse tipo de problema é fazer o monitoramento dessa potência, por meio do uso de transformadores de corrente e de potencial junto a seu circuito de alimentação. Com um processamento adequado das correntes e tensões secundárias desses transformadores de instrumentos, até mesmo o fator de potência correspondente pode ser mensurado em tempo real.

Usualmente, sistemas de monitoramento do torque de CDCs exigem um processo de aprendizado quando o equipamento está novo ou adequadamente mantido. Nessas circunstâncias, delimitam-se envoltórias da potência que serão tomadas como limites durante as operações de comutação. Em a potência instantânea sobrepunhando essas envoltórias, deve-se considerar um correspondente diagnóstico de possível defeito em evolução. Assim, é possível programar o desligamento do transformador para investigação e correção da causa raiz do problema, evitando, desse modo, sua evolução para uma falha catastrófica. Portanto, é de valia enfatizar que esse tipo de monitoramento é complementar à realização das manutenções periódicas, que jamais podem ser negligenciadas. Seu objetivo é justamente trazer uma sensibilidade adicional a alguns tipos de problemas que podem despontar entre duas manutenções preventivas sucessivas e até mesmo evoluir para uma falha antes da manutenção superveniente.

### **RUPTURA DA BOLSA OU MEMBRANA DO CONSERVADOR (TANQUE DE EXPANSÃO)**

Transformadores de potências e volumes de óleo maiores e/ou mais novos usualmente são dotados de bolsa ou membrana para selagem do tanque de expansão, também denominado conservador. Nesse caso, o objetivo é que a expansão e a contração volumétrica do óleo isolante, em decorrência do regime térmico de operação do transformador, sejam compensadas pela redução pelo aumento, respectivamente, do volume de ar interno à bolsa ou acima da membrana.

Desse modo, o ar atmosférico não fica em contato direto com o óleo, mas sim com a parte interna da bolsa ou com a superfície superior da membrana, evitando a oxidação precoce do óleo e sua contaminação com a umidade. Mesmo assim, mantém-se um dispositivo secador de sílica gel junto à tubulação por meio da qual o ar que chega à bolsa ou membrana passa com o objetivo de controlar ainda mais a umidade e material particulado nele presente. Para essa segunda finalidade há, na base do dispositivo secador de sílica gel, um pequeno recipiente com óleo isolante, denominado pega pó, com a função de retenção de partículas em suspensão no ar.

Tanto a bolsa como a membrana são relativamente resistentes a esforços mecânicos, sendo construídas de material especial, com a face exposta ao ar ambiente sendo de uma borracha sintética do tipo



**Figura 3 – Mecanismo de comando do comutador de derivações em carga.**

Neoprene e a face exposta ao óleo isolante de borracha nitrílica. Isso porque o Neoprene se degrada pelo contato com o óleo isolante e a borracha nitrílica, por sua vez, sofre degradação pelo contato com o ar atmosférico. Mesmo assim, sobretudo no caso de bolsas e membranas mais antigas, não é raro que ocorram suas rupturas. Caso isso aconteça, ocorrerá a contaminação do óleo pelo contato direto com o ar atmosférico e, em caso extremo, até mesmo uma possível obstrução da tubulação que liga o tanque de expansão ao tanque principal, a montante do relé de gás. Nesse caso, dependendo das circunstâncias, pode haver a atuação do relé de gás por baixo nível de óleo devido ao bloqueio do retorno do volume contido no tanque de expansão para o tanque principal, ou mesmo o inverso: um bloqueio da expansão volumétrica do óleo contido no tanque principal. Nessa segunda hipótese o valor da pressão interna exercida pelo óleo pode sobrepunhar a pressão devida à constante elástica da mola do dispositivo de alívio de pressão (DAP), que é, geralmente, de 0,7 bar, levando à sua abertura e, por conseguinte, perda de óleo e desligamento fortuito do transformador.

Detectar a ruptura de uma bolsa ou membrana é, pois, de grande importância para se assegurar a confiabilidade operativa do transformador de potência. Para essa finalidade, as soluções disponíveis no mercado se utilizam de um sensor óptico, que emite luz e verifica sua reflexão de acordo com a superfície interna da bolsa ou superior à membrana. Quando há óleo nessas superfícies, ocorre uma dispersão dessa luz emitida, sensibilizando o sistema de monitoramento para que se emita uma sinalização de ruptura da selagem.

### **MONITORAMENTO DO ÓLEO ISOLANTE (TEOR DE ÁGUA E CONCENTRAÇÃO DE GASES)**

A umidade presente no óleo isolante acelera o processo de degradação da isolamento celulósica por hidrólise, além de reduzir a suportabilidade dielétrica do óleo, uma vez que leva à redução de sua correspondente rigidez dielétrica, além de acelerar sua degradação. Ademais, o surgimento



de gases combustíveis no óleo, dependendo de suas taxas de crescimento e dos gases que surgem combinadamente, traz evidências robustas sobre falhas incipientes do sistema isolante do transformador.

Não é à toa que análise de gases dissolvidos no óleo é uma técnica preditiva já consagrada no setor elétrico. No âmbito do monitoramento online, já se encontram disponíveis, no mercado, soluções que propiciam a amostragem em tempo real das concentrações de água e gases no óleo. Geralmente, o foco, no caso dos gases, se dá no hidrogênio (H<sub>2</sub>), etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) e monóxido de carbono (CO). A avaliação instantânea das grandezas supracitadas deve se dar por meio dos critérios determinados pela ABNT NBR 10576:2017, intitulada “Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos — Diretrizes para supervisão e manutenção” [5] e pela ABNT NBR 7274:2012, intitulada “Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço” [6]. Cabe destacar que o monitoramento online não suprime a necessidade de que sejam feitas amostragens de óleo para análise físico-química e análise de gases dissolvidos. Nesses casos, a periodicidade deve ser anual e semestral respectivamente. Deve-se considerar ainda que, conforme determinado em [2], transformadores recentemente instalados devem ser submetidos a análise de gases dissolvidos em óleo por meio de amostras coletadas de 24h a 36h, após 10 dias e após 30 dias da energia a vazio. Somente então é que a periodicidade semestral passa a ser recomendada.

### CAIXA SEPARADORA ÁGUA/ÓLEO INTELIGENTE

Em 2017, foi aprovada pelo INPI (Instituto Nacional de Propriedade Industrial) a patente modelo de utilidade da Eco Caixa Separadora de Água e Óleo (MU 8901729-3), denominada Oil Block e ilustrada na Figura 4 [7]. O equipamento, desenvolvido pelas empresas CGTI (Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação), Light, Bandeirante e B&M Pesquisa e Desenvolvimento, vem ao encontro de uma importante necessidade do setor elétrico, que é a sinalização remota de vazamentos de óleo em bacias de contenção.



Figura 4 – Caixa separadora água/óleo inteligente. Fonte: CGTI (2017).

Com o uso dessa solução de monitoramento, passa-se a ter ciência, em tempo real, de vazamentos de óleo no transformador que atinjam a caixa, muitas vezes antes que haja a sinalização de baixo nível de óleo ou mesmo a atuação do relé de gás em função dele. Além disso, torna-se possível uma maior celeridade na providência de ações corretivas, no que concerne às questões ambientais, evitando a contaminação do solo com o óleo isolante. A solução tem ainda vantagens pecuniárias e dimensionais, face às tradicionais caixas separadoras água/óleo de concreto.

### MONITORAMENTO DE PROTEÇÕES INERENTES PARA PREVENÇÃO DE FALHAS

As proteções inerentes, dentre as quais também se incluem as funções de proteção ANSI 26 e 49, de alarme e trip por temperatura do óleo (topo) e dos enrolamentos, já descritas no Item 3, têm importantes funções não apenas de proteção, mas, em alguns casos, de sinalização de defeitos, para ação precedente ao desligamento fortuito do transformador. E, nesse contexto, são essas proteções que se tem interesse em pontuar aqui. Proteções inerentes que dispõem apenas de estágio de trip, resultando no imediato desligamento do transformador, tão logo de suas atuações, não possibilitam um monitoramento precedente, pois não há sinalização prévia do defeito, antes que ele evolua para a falha. São elas: o dispositivo de alívio de pressão (DAP) do tanque principal ou do tanque do comutador de derivações em carga; o relé de fluxo do comutador e a válvula de retenção automática para fins de vazamento. Não serão, pois, aqui consideradas.

Já o relé de gás (função ANSI 63), ao dispor de um estágio de alarme, acionado no caso de formações de gases em sua parte superior, que levam à baixa da boia nela localizada, traz importante evidência de problemas no transformador. Sinalizada essa função, o equipamento deve ser inspecionado imediatamente, sendo submetido a análise do gás coletado por meio de ponto disponível para sangria do relé, bem como a imediata amostragem de óleo isolante para correspondente análise de gases dissolvidos. Se essas ações não são providenciadas com celeridade, o problema pode evoluir rapidamente para a falha do equipamento, sem que as equipes de manutenção se atentem a essa tendência. Outra proteção inerente que entra no contexto do monitoramento online, ao emitir sinalizações quando sensibilizada, é a função ANSI 71, associada aos indicadores magnéticos de nível de óleo do tanque principal e do tanque do comutador de derivações em carga. Quando o nível de óleo atinge seu limiar de segurança em um desses tanques, ocorre a comutação de contatos utilizados para sinalizar essa condição, propiciando que se intervenha no equipamento antes que ocorra seu desligamento fortuito por meio do relé de gás (função ANSI 63).

Nessas circunstâncias, como não é normal que o equipamento estanque perca óleo, há um vazamento, e espera-se que, estando o transformador instalado sobre bacia de contenção interligada a caixa separadora água/óleo inteligente, como a descrita acima, haja uma sinalização, por ela, até mesmo antes da função 71, em alguns casos.

### CONCLUSÕES

Face ao exposto nos parágrafos precedentes, conclui-se que o monitoramento online de transformadores de potência é um dos adventos mais insígnies da Indústria 4.0, ao contribuir, sobremaneira, para a predição de falhas incipientes nesses equipamentos, além de tornar mais eficiente o direcionamento de suas manutenções, por meio de diagnósticos quase instantâneos.

O indubitável benefício é que, com o monitoramento em tempo real de grandezas elétricas, térmicas e do óleo isolante, defeitos eletromecânicos críticos podem ser detectados antes de evoluírem para eventos de falha. Por consequência, há uma maximização da confiabilidade operativa do sistema elétrico ao qual o transformador monitorado se integra, evitando interrupções não programadas na suplência de suas cargas. Como visto, sistemas de monitoramento de capacitância de buchas condensivas, se bem utilizados, permitirão a detecção de aumentos perigosos de capacitância, propiciando ações precedentes a um evento de falha, que, devido a elas, não se consumará. O monitoramento das temperaturas dos enrolamentos e do topo do óleo, por sua vez, conduz a um acompanhamento mais eficiente dos impactos das condições operativas do transformador para seu regime térmico de trabalho, propiciando um controle mais eficiente e em tempo real do carregamento, bem como estudos posteriores de envelhecimento da isolação celulósica por pirólise. Já o adequado gerenciamento das informações providas por sistema de monitoramento do torque do motor de comando do comutador de derivações em carga reduzirá a correspondente probabilidade de falha do comutador e de seu mecanismo de comando, uma vez que necessidades de manutenção corretiva poderão ser detectadas com a devida antecedência.

Rupturas da bolsa ou membrana do conservador, por sua vez, poderão ser detectadas logo após ocorrerem, propiciando a imediata ação corretiva com o intuito de se evitar a oxidação do óleo isolante e mesmo o bloqueio mecânico do fluxo de óleo. Outrossim, o óleo isolante com elevado teor de água, que afeta a sua correspondente rigidez dielétrica, acelerando também a degradação da isolação celulósica por hidrólise, poderá ser tratado ou substituído, sempre que detectada necessidade por meio do sistema de monitoramento correspondente.

Ademais, variações anômalas nas concentrações de gases nesse óleo, que explicitem falhas incipientes no sistema isolante do transformador, igualmente, poderão ser preditas por meio do monitoramento online, de maneira que se providencie uma manutenção corretiva adequada, para sanar a causa raiz correspondente, antes que uma falha se apresente. A caixa separadora água/óleo inteligente surge, então, como uma solução de cunho ecológico para a imediata detecção de vazamentos de óleo isolante, levando a ações corretivas rápidas, que impeçam maiores impactos ao meio ambiente.

Por fim, como abordado, as proteções inerentes, ao estarem integradas ao ambiente de monitoramento online, propiciam a predição de falhas incipientes importantes, predição essa complementada pelos sistemas sensorizados supracitados. Assim, o relé de gás sinaliza casos mais extremos de formação de gases no óleo, que podem ser corroborados e evitados pelo monitoramento de gases dissolvidos no óleo, realizado com o uso de sensor dedicado. A detecção de baixo nível de óleo do tanque principal ou do tanque do comutador, por sua vez, é possível por meio de sinalizações oriundas de seus correspondentes indicadores magnéticos de nível de óleo. E se ela ocorre, algum

vazamento há de existir, sendo passível de detecção também pela caixa separadora água/óleo inteligente.

Verifica-se, pois, que todas as tecnologias descritas neste artigo vão ao encontro dos pilares de eficiência operacional e ambiental tão exigidos para a Indústria 4.0, sendo uma realidade de muitas subestações e tendendo a estar cada vez mais presentes no setor elétrico. Assim sendo, os profissionais que nele atuam ou pretendem atuar devem estar cada vez mais preparados para a implementação, utilização e manutenção dessas tecnologias. Portanto, seus correspondentes aspectos técnicos gerais, aqui elencados, trazem um direcionamento estratégico, aos leitores, com o objetivo de incitá-los a um indispensável aprofundamento no tema, por meio de estudos posteriores.

### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] TRETECH. *Monitor On-Line de Buchas Condensivas – Catálogo do Produto. Catálogo – BM, CA001, 24/04/2018, Revisão 5.00.*
- [2] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5356-9: *Transformadores de potência – Parte 9: Recebimento, armazenagem, instalação e manutenção de transformadores e reatores de potência imersos em líquido isolante.* Rio de Janeiro, 2016.
- [3] 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.*
- [4] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5356-7: *Transformadores de potência – Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante.* Rio de Janeiro, 2017.
- [5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10576: *Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção.* Rio de Janeiro, 2017.
- [6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 7274: *Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço.* Rio de Janeiro, 2012.
- [7] CENTRO DE GESTÃO DE TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. *INPI concede patente de Caixa Separadora de água e óleo. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/inpi-concede-patente-decaixa-separadora-de-agua-e-oleo/>. 2017. Acesso em 20 de nov. 2022*

---

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

Caio Cezar Neiva 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.