

Manutenção 4.0

Por Yuri Andrade Dias*



Capítulo II

Equipamentos elétricos de potência: visão geral dos principais ativos e boas práticas de engenharia de manutenção

INTRODUÇÃO

Em um sistema elétrico de potência, a suplência ininterrupta das cargas, que é o objetivo principal de sua existência, depende da adequada manutenção dos ativos que o compõem. Sendo assim, é de fundamental importância que os profissionais de manutenção do setor elétrico tenham ciência plena das funções e manutenções aplicáveis a cada um dos equipamentos elétricos de potência sob sua gestão. Desse modo, com os conhecimentos necessários, torna-se possível uma redução do número de falhas desses ativos, maximizando a confiabilidade operativa do sistema ao qual se integram. Observado esse viés, é sempre de valia reforçar que a manutenção preventiva, sobretudo a longo prazo, traz grande economia de recursos financeiros em detrimento da manutenção corretiva, evitando falhas e comprometimento da vida útil de ativos estratégicos.

Nesse contexto, é apresentada, neste artigo, uma visão geral sobre os principais equipamentos elétricos de potência existentes em um sistema elétrico de potência, com foco em subestações de alta e de média tensão, seja das concessionárias mantenedoras do sistema elétrico, seja das unidades consumidoras do Grupo A, que, como definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) em [1], correspondem àquelas supridas com tensões iguais ou superiores a 2,3 kV ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária.

Nos parágrafos que se seguem, são abordadas noções

estratégicas sobre transformadores de força, transformadores de serviços auxiliares, transformadores de instrumentos, disjuntores, chaves seccionadoras, módulos híbridos, reatores de derivação e bancos de capacitores. Para tanto, apresenta-se uma descrição básica de cada um desses equipamentos e, em sequência, relacionam-se os principais cuidados e ensaios de manutenção a eles aplicáveis, desde o comissionamento, em consonância com as boas práticas de engenharia de manutenção preconizadas por especialistas e determinadas em publicações normativas.

É importante destacar que todo e qualquer artigo, incluindo este, deve ser tomado pelo profissional de manutenção como material de direcionamento para que se obtenham noções básicas que levem a estudos mais aprofundados, sobretudo em publicações normativas. Ademais, é sempre de bom grado que se faça a leitura dos manuais com as orientações de operação e manutenção preconizadas pelo fabricante de cada equipamento. Em caso de divergências quanto às periodicidades de manutenção e/ou procedimentos aplicáveis, deve-se sempre, de maneira crítica e responsável, optar pelo método mais rigoroso, desde que não haja restrição para fazê-lo, em termos de garantia fabril ou mesmo por determinação normativa.

TRANSFORMADORES DE FORÇA

Em um sistema elétrico de potência, para que se minimizem as perdas de transmissão, deve-se recorrer a níveis de tensão mais elevados, que reduzam as correntes de carga, minimizando as perdas

de potência ativa (efeito Joule), exigindo o uso de condutores de menor área de seção e, por conseguinte, estruturas menos robustas para suportá-los. Todavia, com a geração se dando por meio de ativos de classe de tensão geralmente de até 15 kV, a conversão da energia elétrica, para que ela seja transmitida em níveis de tensão de 69 kV a 765 kV (no caso do Brasil) e posteriormente chegue às redes de distribuição em, usualmente, 13,8 kV, exige a utilização de transformadores de força.

Os transformadores de força (Figura 1), dentre os ativos de uma subestação, são, portanto, um dos mais estratégicos, tanto pela função indispensável que exercem, como pelo seu alto valor pecuniário agregado. Falhas nesses ativos, não raro, comprometem a suplência de milhares de unidades consumidoras e trazem prejuízos financeiros de grande monta.

Dependendo das características construtivas, os transformadores podem ter enrolamentos galvanicamente isolados ou não. Neste segundo caso, são denominados autotransformadores. Para todo efeito, a dinâmica de operação e de manutenção se assemelha para esses dois tipos construtivos e, neste trabalho, quando se cita transformador, considera-se também o autotransformador.

A vida útil de um transformador de potência está sobretudo associada ao nível de degradação de sua isolamento celulósica. Quando ela está muito degradada, não há alternativas: o equipamento deve



Figura 1 – Transformador de força.

ser reformado, tendo a isolação de seus enrolamentos refeitos. Isso porque essa isolação é diretamente afetada pelo índice de neutralização (acidez) e teor de água do óleo isolante no qual se encontra imersa, bem como pelo regime térmico de operação do equipamento, se degradando tanto por pirólise como por hidrólise. Dessa maneira, toda intervenção que envolva a possibilidade de exposição da parte ativa ou do óleo que a mantém imersa ao contato



SE PASSA COBRECOM,
PASSA **SEGURANÇA**

047-3 004020/2017 OCP-0004 IFC/COBRECOM CABO FLEXICOM

FLEXICOM ANTICHAMA 450/750 V

É O CABO FLEXÍVEL DA COBRECOM COM CLASSES DE ENCORDAMENTO 4 E 5, ISOLADO EM PVC PARA 70 °C E INDICADO PARA INSTALAÇÕES INTERNAS FIXAS INDUSTRIAIS, COMERCIAIS E RESIDENCIAIS DE LUZ E FORÇA. SUA FLEXIBILIDADE ALIADA A ALTA TECNOLOGIA GARANTE SEGURANÇA PARA TODA INSTALAÇÃO.

(11) 2118-3200 | @cobrecom - www.cobrecom.com.br

direto com a umidade presente no ar atmosférico deve ser feita com muito controle e rigor. Não por acaso, esse tipo de equipamento só deve ser transportado preenchido com óleo e/ou pressurizado com gás (geralmente ar seco ou nitrogênio). Aqui começa o papel do profissional de manutenção: o transporte indevido pode comprometer toda a vida útil do ativo!

Equipamentos de maior porte têm massas suspensas que devem ser desmontadas e flangeadas. É importante destacar que esse processo tem de ser feito com cuidado, pois falhas nele ensejam, por exemplo, a entrada de água de chuva em peças como radiadores e tanque de expansão, podendo comprometer o óleo que com elas terá contato posteriormente.

O enchimento desse tipo de transformador, uma vez montado, deve se dar sempre com vácuo, evitando a formação de bolhas de ar. Ademais, o óleo deve ser tratado externamente e o início do enchimento só pode ser autorizado pela equipe de manutenção, uma vez que uma amostra seja submetida a, no mínimo, ensaios físico-químicos (teor de água, rigidez dielétrica, tensão interfacial, índice de neutralização – que é a acidez –, índice de cor, fator de perdas e densidade), ensaios de análise de gases dissolvidos, também conhecidos como ensaios de cromatografia, e de teor de PCBs. A aprovação do óleo em todos esses ensaios é condição sine qua non para sua utilização.

Feito o enchimento com vácuo, é sempre recomendável uma circulação final de três a cinco vezes o volume total de óleo do transformador pela máquina de termovácuo usada no comissionamento para um tratamento final. Após esse tratamento final, com o óleo já em repouso e idealmente frio, devem ser refeitos os ensaios supracitados. Novamente, o óleo precisa ser aprovado, indicando que não houve nenhuma contaminação/problema adicional.

Procedida essa etapa, pode-se iniciar o comissionamento do transformador, para o qual são recomendados, no mínimo, os seguintes ensaios e verificações:

- Relação de transformação em todas as derivações;
- Corrente de excitação com tensão reduzida em todas as derivações;
- Resistência elétrica dos enrolamentos em todas as derivações;
- Resistência de isolamento;
- Fator de potência do isolamento;
- Fator de perdas e capacitância das buchas condensivas;
- Relação de transformação, polaridade, resistências de isolamento e saturação de todos os transformadores de corrente de bucha;
- Resistência de isolamento da fiação dos acessórios;
- Teste de funcionamento dos ventiladores e bombas de circulação forçada de óleo ou água, com medição da resistência elétrica do enrolamento de seus motores, bem como de suas correntes de partida e de regime;
- Análise de resposta em frequência, usando a norma chinesa DL/

T911-2004 [2] para comparações posteriores;

- Teste e parametrização de proteções inerentes (relé de gás, dispositivo de alívio de pressão do tanque principal, relés de fluxo do comutador etc.) e todos os dispositivos eletrônicos inteligentes (controladores de temperatura – funções ANSI 26 e 49 –, monitores de ruptura de bolsa ou membrana do tanque de expansão, monitores de umidade e gases no óleo, monitores de corrente de fuga/capacitância/fator de perdas de buchas condensivas etc.);
- Inspeções finais do equipamento à procura de anomalias visíveis, como danos de pintura, que ensejem oxidação precoce, vazamentos ou merejamentos de óleo etc.

Uma vez aprovado em todos esses ensaios, o equipamento pode ser energizado a vazio. E é boa prática, sempre quando há a possibilidade de desligamento do ativo, que todos esses ensaios e verificações sejam refeitos. Se o transformador está instalado em uma subestação em que é possível a transferência integral de suas cargas, uma periodicidade recomendável é a anual.

Quanto aos ensaios de óleo, uma vez energizado, é adequado que se proceda uma nova amostragem para análise de gases dissolvidos em até três dias após a energização a vazio. Posteriormente a esse prazo, nova coleta deve ser procedida com 10 dias da energização a vazio e com 30 dias da energização a vazio. Feitas essas três análises de gases dissolvidos no óleo e não tendo sido verificada, pelos critérios da ABNT NBR 7274:2012 [3], nenhuma formação anômala de gases, recomenda-se uma periodicidade semestral para essa análise.

A análise físico-química do óleo, por sua vez, deve ser repetida anualmente, a menos que haja eventual problema nos resultados.

Ademais, visto que, como supracitado, a isolamento celulósica define a vida útil remanescente do transformador sob análise, é de bom grado que se faça anualmente, começando no primeiro ano após a energização do transformador, uma amostragem de óleo para verificação de seu teor de compostos furânicos. Por meio das concentrações desses compostos no óleo, é possível inferir o valor do grau de polimerização do papel do transformador. Valores muito baixos devem ser tomados como subsídio para uma retirada preventiva de operação do transformador, pois indicam que sua isolamento celulósica está em fim de vida útil e tem menos resistência mecânica que o recomendável para que o equipamento suporte situações transitórias mais intensas.

De extrema importância, por sua vez, é a manutenção por tempo ou por número de operações do comutador de derivações em carga (CDC). Para a definição das periodicidades aplicáveis, deve ser consultado o manual do fabricante. Assim, evitam-se falhas catastróficas do (CDC) e, por conseguinte, do transformador.

Por fim, cabe reforçar que, para avaliação e direcionamento dos ensaios elétricos, o profissional de manutenção deve seguir as

determinações da ABNT NBR 5356:2007 [4]. Os ensaios de óleo, por sua vez, devem levar em consideração as diretrizes da ABNT NBR 10576:2017 [5] e normas correlatas, no caso de óleos minerais isolantes, e da ABNT NBR 15422 [6] e normas correlatas, para óleos vegetais isolantes.

TRANSFORMADORES DE SERVIÇOS AUXILIARES

Dentro de uma subestação de energia elétrica, existem serviços auxiliares que devem ser supridos em baixa tensão (380/220 V ou 220/127 V): sistemas de ventilação forçada, retificadores dos bancos de baterias, que suprem os relés alimentados em corrente contínua, tomadas auxiliares, ponto para conexão de máquina de tratamento ou regeneração de óleo etc. Para essa suplência, utilizam-se transformadores de serviços auxiliares, como o ilustrado na Figura 2.



Figura 2 – Transformador de serviços auxiliares.

Esses equipamentos, construtivamente, assemelham-se aos transformadores de força, devendo também atender aos requisitos da ABNT NBR 5356:2007 e suas normas correlatas.

Quando de seu comissionamento, portanto, é interessante que sejam procedidos:

- Relação de transformação em todas as derivações;
- Corrente de excitação com tensão reduzida em todas as derivações, por rigor;
- Resistência elétrica dos enrolamentos em todas as derivações;
- Resistência de isolamento;

- Fator de potência do isolamento;
- Resistência de isolamento da fiação de baixa tensão; e
- Inspeções finais do equipamento, à procura de anomalias visíveis, como danos de pintura que ensejem oxidação precoce, vazamentos ou merejamentos de óleo, etc.

No caso desses equipamentos, seu transporte é feito com óleo e totalmente montado, não havendo a necessidade de intervenções em seu óleo para fins de enchimento em campo. Mas, é sempre de bom grado que se faça, no recebimento, uma análise físico-química e de teor de PCBs do óleo desse tipo de ativo para confirmar o estado em que se encontra seu óleo, repetindo-a anualmente. Outra prática salutar é realizar uma análise cromatográfica semestral do óleo. Geralmente, contudo, são atividades que raramente são feitas pelas equipes de manutenção, devido ao menor custo e facilidade de reposição desse tipo de ativo e à dificuldade de amostragem de óleo: muitos desses equipamentos, sobretudo os de menor porte, não dispõem de uma válvula ou bujão que possam ser usados para a amostragem de óleo, precisando ser desligados, para que se obtenha uma amostra. Mas essa verificação periódica do óleo é de bom grado. Um refinamento a mais, diga-se. Contudo, caso opte por esse tipo de procedimento, o profissional de manutenção deve ter ciência de que, por ser um equipamento de menor porte e geralmente sem tanque de expansão, pode ser necessária uma reposição do volume de óleo, após algumas amostragens. Ao fazê-lo, deve ser utilizado óleo tratado, com boas características físico-químicas e não contaminado com PCBs.

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Como o próprio nome sugere, estes equipamentos destinam-se à alimentação, por meio de seus enrolamentos secundários, de instrumentos da subestação, seja para fins de medição, seja para fins de proteção. Consistem em transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs), ilustrados na Figura 3.



Figura 3 – Transformadores de instrumentos – TC à esquerda e TP à direita.

Os TCs convertem a corrente de carga de um barramento em uma corrente proporcional de menor magnitude, capaz de sensibilizar um instrumento de medida sem que ele seja danificado. Já os TPs convertem a tensão de um certo ponto para níveis compatíveis com o instrumento conectado a seu(s) secundário(s).

Esses equipamentos podem ser isolados a epóxi (geralmente ativos de classe de tensão até 36,2 kV) ou a óleo (ativos de classe de tensão superior a 36,2 kV). Ao comissioná-los, devem ser procedidos os seguintes ensaios/verificações mínimos, seguindo para cada um deles, as determinações das normas ABNT NBR 6855:2015 [7], no caso dos TPs, e ABNT NBR 6856: 2015 [8], no caso dos TCs:

- Relação de transformação em todos os núcleos e derivações;
- Resistência elétrica dos enrolamentos e suas derivações;
- Resistência de isolamento;
- Fator de perdas do isolamento (no caso de equipamentos isolados a óleo e de classe de tensão igual ou superior a 72,5 kV);
- No caso dos TCs, levantamento das curvas de saturação e teste de exatidão; e
- Inspeções finais do equipamento, à procura de anomalias visíveis, como danos de pintura que ensejem oxidação precoce, vazamentos ou merejamentos de óleo, etc.

Atenção especial deve ser dada à não energização de TCs com secundários em aberto ou TPs com secundários indevidamente em curto-circuito. Esses erros podem danificar permanentemente esse tipo de equipamento e causar graves acidentes em decorrência de explosões.

DISJUNTORES

Os disjuntores de alta tensão (Figura 4) destinam-se ao chaveamento de correntes de carga, propiciando manobras operativas que, quando realizadas, ensejam a abertura de arcos elétricos, devido à interrupção instantânea de corrente. Para tanto, são dotados de câmaras de extinção de arco adequadamente dimensionadas, considerando a corrente nominal e a capacidade de interrupção do equipamento. O meio de extinção dessas câmaras varia com o projeto do disjuntor. Os mais comumente encontrados nos dias de hoje são os equipamentos a vácuo ou a hexafluoreto de enxofre (SF₆). Mas há também, sobretudo em equipamentos mais antigos, outros meios de extinção, como óleo (pequeno e grande volume de óleo – PVO e GVO, respectivamente), ar comprimido ou o denominado sopro magnético.

Ao comissionar esse tipo de equipamento e após suas manutenções preventivas, devem ser realizados os seguintes ensaios elétricos mínimos:



Figura 4 – Disjuntor de alta tensão do tipo PVO.

- Resistência elétrica de contato das câmaras;
- Resistência de isolamento;
- Oscilografias, para obtenção dos tempos e simultaneidades de operação;
- Resistência de isolamento da fiação de baixa tensão;
- Verificação da pressão e da qualidade do gás das câmaras, no caso de equipamentos a SF₆, ou do nível e características físico-químicas do óleo isolante nelas contido, no caso de equipamentos isolados a óleo;
- Medição da resistência elétrica das bobinas de fechamento e abertura; e
- Inspeções finais do equipamento, à procura de anomalias visíveis, como danos de pintura que ensejem oxidação precoce, vazamentos ou merejamentos de óleo etc.

A manutenção desse tipo de equipamento deve se dar em função do número de operações e do nível de corrente interrompido. Para tanto, os fabricantes, nos databooks, disponibilizam curvas para que se obtenha o tempo correto para intervenção. Aconselha-se, no entanto, que equipamentos que operem pouco sejam visitados no mínimo anualmente para nova realização dos ensaios supracitados.

Política de manutenção semelhante deve ser aplicada aos religadores, que podem ser definidos como disjuntores concebidos para religações sucessivas e opcionalmente programáveis, promovendo um certo automatismo na recomposição de cargas, quando o defeito que levou à sensibilização das proteções inerentes é intermitente.

CHAVES SECCIONADORAS E DE ATERRAMENTO

Como o próprio nome sugere, as chaves seccionadoras (Figura 5) são destinadas a seccionar um trecho de circuito, uma vez que o fluxo de potência por ele tenha sido interrompido com o uso de disjuntores. Assim, é possível que se isolem, com segurança, circuitos para fins operativos e/ou de manutenção. Portanto, exceto no caso de equipamentos de projeto especial que preveem esta finalidade (e, via de regra, limitados a correntes de carga menores), as chaves seccionadoras não devem, em nenhuma hipótese, serem manobradas sob carga. O risco de avarias permanentes ou acidentes catastróficos é muito elevado.



Figura 5 – Chave seccionadora rotativa de dupla abertura lateral.

Existe uma pluralidade de modelos de chaves seccionadoras, que, em geral, se distingue pelo tipo de abertura: tipo faca, abertura vertical, abertura central, abertura semi-pantográfica etc.

Aplicação semelhante têm as chaves de aterramento: uma vez suprimido o fluxo de corrente de carga pelo circuito, com o uso de disjuntor, elas propiciam o aterramento do circuito, sendo estratégicas, por exemplo, para o cumprimento dos requisitos da Norma Regulamentadora 10 (NR 10) [9].

O desempenho desse tipo de chave, especialmente no que tange à ausência de pontos quentes quando energizada, está associado ao rigor de montagem. Contatos desalinhados, torque indevido aplicado ao aperto de conexões fixas e móveis e outros problemas triviais são potenciais fontes de defeito. Nestes equipamentos, seja no comissionamento, seja em manutenções anuais (quando da possibilidade de serem feitas com essa periodicidade), devem-se proceder os seguintes ensaios:

- Resistência elétrica de contato;
- Resistência de isolamento;

- Tempos de manobra, no caso de chaves motorizadas; e
- Medição da resistência de isolamento da fiação do comando de chaves motorizadas.

Como referência normativa para a avaliação desse tipo de equipamento, deve-se utilizar a norma ABNT NBR IEC 62271-102:2006 [10].

MÓDULOS HÍBRIDOS

Como o próprio nome sugere, os módulos híbridos (Figura 6), por questão de redução de espaço, integram, em um módulo único, mais de uma função, como disjuntores, chaves seccionadoras de carga e chaves de aterramento. A diferença é que, neste caso, todos esses equipamentos são integrados em um encapsulamento único, comum a eles e isolado a hexafluoreto de enxofre.



Figura 6 – Módulo híbrido compacto instalado sobre subestação móvel.

Todavia, na dinâmica de cuidados, nada muda: são aplicáveis os mesmos ensaios e periodicidades de manutenção supracitados para disjuntores e chaves seccionadoras.

REATORES DE DERIVAÇÃO

Os reatores de derivação (Figura 7), também popularizados como reatores tipo shunt, são demasiadamente semelhantes, construtivamente, aos transformadores de potência. Entretanto, são aplicáveis à compensação reativa do fluxo de carga em certos sistemas elétricos, sobretudo naqueles em que se tem grande presença de linhas de transmissão de comprimento expressivo. Isso porque, nessas linhas, o fator de potência fica prejudicado, devido aos efeitos capacitivos entre condutores e entre condutores e o solo, comprometendo, sobretudo, o gradiente de tensão ao longo da linha e causando variações de tensão expressivas entre seus terminais, quando se compara uma condição de carregamento leve com uma condição de carregamento pesado (Efeito Ferranti

[11]). Pode acontecer, por exemplo, de o terminal de saída da linha ter um valor eficaz de tensão superior ao do terminal de entrada. Nesses casos, o reator provê a mitigação desse problema, evitando o comprometimento danoso da regulação de tensão ao longo da linha.



Figura 7 – Reator de derivação.

Sendo construtivamente similares aos transformadores, os reatores de derivação recebem as orientações e normas aqui citadas para os transformadores, exceto pelo fato de que, no caso dos reatores, não se aplicam os ensaios de relação de transformação.

BANCOS DE CAPACITORES

Ainda no que concerne à compensação reativa, os bancos de capacitores (Figura 8) são indispensáveis para a manutenção de um fator de potência adequado para a operação econômica da subestação e para um controle adequado do nível de tensão de suas barras. As cargas comuns em sistemas elétricos de potência são proeminentemente indutivas (fator de potência atrasado), o que exige a compensação com uma carga reativa de natureza capacitiva

(fator de potência adiantado), para que não se tenham quedas de tensão expressivas decorrentes de um fluxo de potência aparente de magnitude muito superior ao fluxo de potência ativa correlato.



Figura 8 – Banco de capacitores com religador à montante.

Obviamente, o êxito nessa compensação está condicionado ao correto dimensionamento do banco, suas proteções e disjuntores. Em relação a eles, há cuidados especiais a serem considerados pelo projetista, visto que a corrente drenada por um banco, ao ser de natureza capacitiva, exige cuidados adicionais para sua extinção.

No caso desses equipamentos, quando do comissionamento e, recomendavelmente, a cada um ano, é ideal que se procedam os seguintes ensaios/verificações:

- Medição do erro da capacitância relação ao valor nominal de cada um dos capacitores;
- Medição da resistência de isolamento dos terminais, em conjunto, de cada capacitor em relação à massa (assegurar que o capacitor esteja descarregado antes de conectar os terminais entre si);
- Verificação do elemento fusível de cada capacitor (medição da resistência elétrica);
- Ensaios no transformador de corrente de desbalanço do banco (vide considerações precedentes sobre esse tipo de equipamento);
- Ensaios de resistência de isolamento e de indutância no reator do banco;
- Medição da resistência de isolamento dos para-raios;

- Ensaios nas chaves seccionadoras e de aterramento do banco (vide considerações precedentes sobre esse tipo de equipamento); e
- Ensaios nos disjuntores/religadores do banco (vide considerações precedentes sobre esse tipo de equipamento).

Como referência normativa para a avaliação desse tipo de equipamento, deve-se utilizar a norma ABNT NBR 5282:1998 [12].

CONCLUSÕES

Os tópicos expostos neste artigo propiciam, para o profissional de manutenção, uma base interessante sobre os principais equipamentos elétricos de potência de subestações, sobretudo para direcioná-lo à busca de conhecimentos adicionais, para a implementação de boas práticas de engenharia de manutenção em seu ambiente laboral.

Obviamente, existe uma pluralidade de outros equipamentos elétricos de potência que podem ser encontrados no sistema elétrico. Mas aqui elencaram-se os principais, de construção mais complexa e que carecem de manutenção preventiva mais frequente.

Além dos ensaios pontuados para cada equipamento, é sempre de bom grado que mensalmente ou no máximo semestralmente (dependendo do número e da complexidade das subestações geridas pela equipe de manutenção), se faça uma inspeção termográfica completa à procura de possíveis pontos quentes, problemas em para-raios, sobrecarga de condutores ou mesmo canais de passagem de óleo/radiadores obstruídos. Nestes casos, sempre atentar-se à correta configuração da câmera termográfica, considerando a emissividade dos pontos/áreas sob avaliação. Também há aplicação da termografia para detecção de vazamentos de gás hexafluoreto de enxofre em equipamentos por ele isolados. Isso evita falhas e danos ao meio ambiente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Glossário. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3. Acesso em: 05 mar. 2022.
- [2] ELECTRIC POWER INDUSTRY STANDARD OF PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA. Frequency Response Analysis

on Winding Deformation of Power Transformers. Std. DL/T 911-2004. June 1st, 2005.

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

[4] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5356:2007 – Transformadores de potência. Rio de Janeiro, 2007.

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

[6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 15422:2017 – Óleo vegetal isolante para equipamentos elétricos. Rio de Janeiro, 2017.

[7] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6855:2015 – Transformador de potencial — Especificação e ensaios. Rio de Janeiro, 2015.

[8] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6856:2015 – Transformador de corrente — Especificação e ensaios. Rio de Janeiro, 2015.

[9] BRASIL. Ministério do Trabalho. Norma Regulamentadora NR 10: Segurança em

Instalações e Serviços em Eletricidade. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretaria-de-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/normas-regulamentadoras/nr-10.pdf> >. Acesso em: 05 mar. 2022.

[10] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 62271-102:2006 – Equipamentos de alta-tensão – Parte 102: Seccionadores e chaves de aterramento. Rio de Janeiro, 2006.

[10] MALI, Bhairavanath N. et al. Performance study of transmission line Ferranti effect and fault simulation model using MATLAB. International Journal of Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering, v. 4, n. 4, p. 49-52, 2016.

[12] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5282:1998 – Capacitores de potência em derivação para sistema de tensão nominal acima de 1 000 V - Especificação. Rio de Janeiro, 1998.

*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.