

Bárbara Nicolý Menezes de Oliveira

Relatório de Estágio Supervisionado.

Campina Grande, Brasil

15 de julho de 2020

Bárbara Nicolay Menezes de Oliveira

Relatório de Estágio Supervisionado.

Relatório de Estágio Supervisionado submetido à Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, Campus Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Bacharel em Ciências no domínio da Engenharia Elétrica.

Universidade Federal de Campina Grande - UFCG

Centro de Engenharia Elétrica e Informática - CEEI

Departamento de Engenharia Elétrica - DEE

Área de Concentração: Eletrotécnica

Orientador: Antônio Marcus Nogueira Lima, D.Sc.

Supervisora: Valeska Lisandra de Menezes, M.Sc.

Campina Grande, Brasil

15 de julho de 2020

Bárbara Nicolý Menezes de Oliveira

Relatório de Estágio Supervisionado.

Relatório de Estágio Supervisionado submetido à Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, Campus Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Bacharel em Ciências no domínio da Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 10/07/2020

Antônio Marcus Nogueira Lima, D.Sc.
Orientador

**Gutemberg Gonçalves do Santos
Junior, D.Sc.**
Convidado

Campina Grande, Brasil
15 de julho de 2020

Dedico este trabalho aos meus amados pais, Michelline de Menezes Oliveira e José Erivan Gomes de Oliveira, aos meus avós, em especial in memoriam de meu querido avô Antônio Ribeiro de Oliveira; quem me inspirou na escolha da carreira em engenharia.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à Deus, que me permite o dom da vida diariamente e me capacita a seguir meus propósitos, por meio de Seu grandioso amor.

Agradeço aos meus pais, Sra. Michelline e Sr. Erivan, que de maneira insubstituível são detentores de minha grande admiração. Sou grata por atuarem diariamente em minha formação como humana, através do exemplo de amor, gentileza, sabedoria e fé; que me inspiram a viver a importância do olhar fraterno e justo, sobre todas as circunstâncias em que a vida se abre nos meus caminhos. As conquistas são sempre prazerosas por tê-los comigo à todo momento.

Agradeço aos meus familiares, pelo apoio amigo durante toda essa jornada, pelas orações de cuidado e palavras de incentivo.

Aos amigos que dividiram grandes momentos de aprendizado e foram suporte em momentos de dúvidas e aflições. Em especial ao George, Eric e a Fernanda; amigos que me trouxeram calma e grande apoio, dentro de suas diferentes personalidades, mas em equivalente oferta de ótima companhia.

Agradeço a todos os colaboradores da Power Eletric Serviços Ltda por todo o auxílio que me foi prestado, em especial, à minha supervisora Valeska Menezes, por todo o apoio e motivação.

Aos meus mestres, professores que fizeram parte de minha jornada acadêmica na busca pela formação em engenharia, pela confiança em meu trabalho e pelo ministério do aprendizado, tanto profissional quanto humano, por meio de seus exemplos de excelência e admirável personalidade.

Ao meu cachorro, Aquiles, companheiro fiel em bons e maus momentos. Que mesmo não sendo humano, me ensina diariamente a nobreza de uma valiosa amizade.

"It's fine to celebrate success but it is more important to heed the lessons of failure. "
Bill Gates

Resumo

Neste relatório, descreve-se as atividades que foram realizadas durante o período de estágio supervisionado no setor de operações técnicas da empresa de serviços elétricos, Power Eletric Serviços. O principal objetivo deste trabalho foi entender o processo de funcionamento, manutenção e instalação de transformadores de distribuição de alta tensão, bem como os ensaios realizados para atestar a integridade operacional do equipamento segundo as normas brasileiras de regulamentação. Para o emprego em sistemas de transmissão, geração e utilização da energia elétrica.

Palavras-chaves: Transformadores; Alta Tensão; Ensaio de Rotina; Eletrotécnica; ABNT NBR.

Abstract

In this report, the activities performed during the supervised internship period in the technical operations sector of the electric services company Power Eletric were described. The main goal of this work was to understand the process of operation, maintenance and installation of high voltage distribution transformers as well as the tests carried out to certify the operational integrity of the equipment according to Brazilian regulatory standards, for use in electric power transmission, generation and use systems.

Key-words: Electric Services; High Voltage; Transformers; Power Electric.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Organograma da Power Electric Serviços Ltda.	2
Figura 2 – Unidade Administrativa da Power Electric Serviços Ltda.	3
Figura 3 – Unidade Técnica da Power Electric Serviços Ltda.	3
Figura 4 – Processo de decisão em uma manutenção corretiva típica.	6
Figura 5 – Representação do circuito magnético de um transformador ideal com carga.	9
Figura 6 – Representação do circuito equivalente de um transformador real referido ao primário.	12
Figura 7 – Circuitos equivalentes aproximados de um transformador real; referidos ao primário.	12
Figura 8 – Representação de ligações para o ensaio de transformador à vazio. . . .	13
Figura 9 – Representação de ligações para o ensaio de transformador em curto-circuito.	14
Figura 10 – Conexões possíveis dos enrolamentos de um transformador trifásico. . .	16
Figura 11 – Representação das grandezas elétricas nominais correlacionadas com cada tipo de conexão dos enrolamentos.	17
Figura 12 – Características construtivas de um transformador trifásico de potência. .	18
Figura 13 – Detalhe de um núcleo ferro-magnético de um transformado trifásico. . .	19
Figura 14 – Peça ativa de transformador trifásico 300kVA.	20
Figura 15 – Detalhes de buchas, conforme ABNT NBR 5440.	20
Figura 16 – Características construtivas de um transformador trifásico de potência. .	21
Figura 17 – Detalhe dos tipos de papel vegetal, componentes do sistema de isolamento de um transformador à óleo.	22
Figura 18 – Fluxograma do ciclo de inspeção padrão para manutenção técnica de transformadores.	26
Figura 19 – Amostras de óleo mineral antes e depois do processo de restauração por filtragem.	28
Figura 20 – Filtro-prensa para óleo isolante.	28
Figura 21 – Ensaio de Rigidez Dielétrica.	29
Figura 22 – Teste com lâmpada em série. Diferença de intensidade para ligação série com duas fases distintas, uma por vez.	30
Figura 23 – Núcleo do transformador trifásico com dano localizado no enrolamento secundário X3.	30
Figura 24 – Teste CC do lado de baixa em transformador de 300kVA.	31
Figura 25 – Ensaio de Resistência de Isolamento.	32
Figura 26 – Diagrama esquemático conexão do equipamento ao transformador. . . .	33

Figura 27 – Esquema Simplificado para medição de Resistência de Isolamento CC .	34
Figura 28 – Medidor de relação de transformação TTR 10S - Instrum.	36
Figura 29 – Ensaio de Relação de Transformação.	37

Lista de tabelas

Tabela 1 – Valores de a para as diversas ligações entre o primário-secundário. . . .	16
Tabela 2 – Especificações técnicas dos equipamentos de medição utilizados	27
Tabela 3 – Características do óleo mineral isolante, após contato com o equipamento	28
Tabela 4 – Teste de Rigidez Dielétrica do óleo isolante mineral antes e depois do processo de filtragem.	29
Tabela 5 – Informações de Placa do Transformador T1 - 300kVA	31
Tabela 6 – Tensões de teste conforme a tensão nominal do equipamento.	33
Tabela 7 – Fatores de correção para determinação da resistência de isolamento mínima em temperaturas diferentes de 75 °C- ABNT NBR 5356-1:2007.	34
Tabela 8 – Leitura do Ensaio de Resistência de Isolamento DC sem Correção de Temperatura para T1.	35
Tabela 9 – Valores do Ensaio de Resistência de Isolamento DC com Correção de Temperatura para T1.	35
Tabela 10 – Resultado das medições de Relação de Transformação	38

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
OMI	Óleo Mineral Isolante
OVI	Óleo Vegetal Isolante
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TTR	<i>Transformer Turn Ratio</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
DDP	Diferença de Potencial
ANP	Agência Nacional de Petróleo

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Caracterização da Power Eletric Serviços Ltda e do grupo empresarial	2
2	ATIVIDADES DA POWER ELETRIC SERVIÇOS	4
3	PRINCÍPIOS BÁSICOS DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	7
3.0.1	O Circuito Equivalente de um Transformador.	10
3.0.2	Determinação dos valores dos componentes do modelo de um transformador real.	12
3.0.3	Eficiência de um Transformador	15
3.1	Transformadores Trifásicos	15
3.1.1	Grandezas Elétricas Nominais	16
3.1.2	Características Técnicas e Construtivas de um Transformador Trifásico	17
4	ATIVIDADES REALIZADAS	25
4.1	Ensaio Elétricos	31
4.1.1	Ensaio de Resistência de Isolamento	31
4.1.2	Ensaio de Relação de Transformação pelo Método TTR	35
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	39
	REFERÊNCIAS	40
	ANEXOS	41
	ANEXO A – MODELO DE RELATÓRIO DE ENSAIOS DE TRANSFORMADOR - POWER ELETRIC.	42

1 Introdução

Este relatório tem como objetivo descrever as atividades desenvolvidas pela estudante Bárbara Nicolý Menezes de Oliveira, durante o período de estágio supervisionado realizado na Power Eletric Serviços Ltda do dia 01/06/2020 ao dia 10/07/2020 totalizando uma carga horária de 228 horas.

O estágio em questão foi realizado no setor de operações técnicas da Power Eletric e ao estagiário foram atribuídas as seguintes atividades:

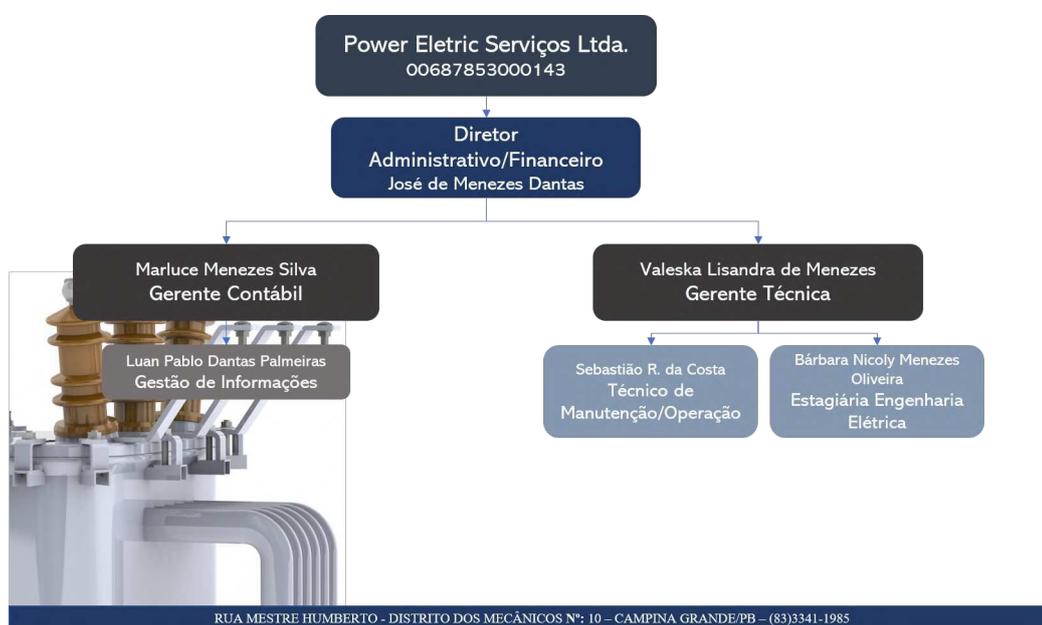
- Compreender o funcionamento dos principais blocos que compõem o modelo construtivo de um transformador típico de distribuição;
- Compreender a metodologia de ensaios empregados na validação da integridade de funcionamento dos transformadores buscando atender todas as regulamentações conforme a norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) ;
- Dominar a metodologia de cálculo analítico inerente ao projeto de um transformador trifásico típico de distribuição de energia elétrica;
- Acompanhar ensaios normativos de um transformador típico de distribuição para elaboração de laudo técnico e regulamentação de funcionamento conforme a demanda de mercado.

Nesse período, o aluno pôde prestar suporte nos ensaios de rotina de transformadores de 30kVa-300kva, bem como ao protocolo de inspeção de diagnósticos de problemas latentes ao nível de interceção técnica para reparo ou restauração de transformadores típicos de distribuição, sob a supervisão da engenheira eletricista, Valeska Menezes.

1.1 Caracterização da Power Eletric Serviços Ltda e do grupo empresarial

A Power Eletric é prestadora de serviços no setor elétrico de alta tensão. Opera na montagem e manutenção de subestação abrigada ou externa, recuperação e locação de transformadores à óleo, típicos de distribuição, bem como pré-manutenção de transformadores de distribuição à vácuo. Através de testes previstos em norma, avalia as condições dos transformadores e provê toda a logística de recolhimento, transporte e substituição do equipamento avariado operando na faixa de 15kVA-1000kVA.

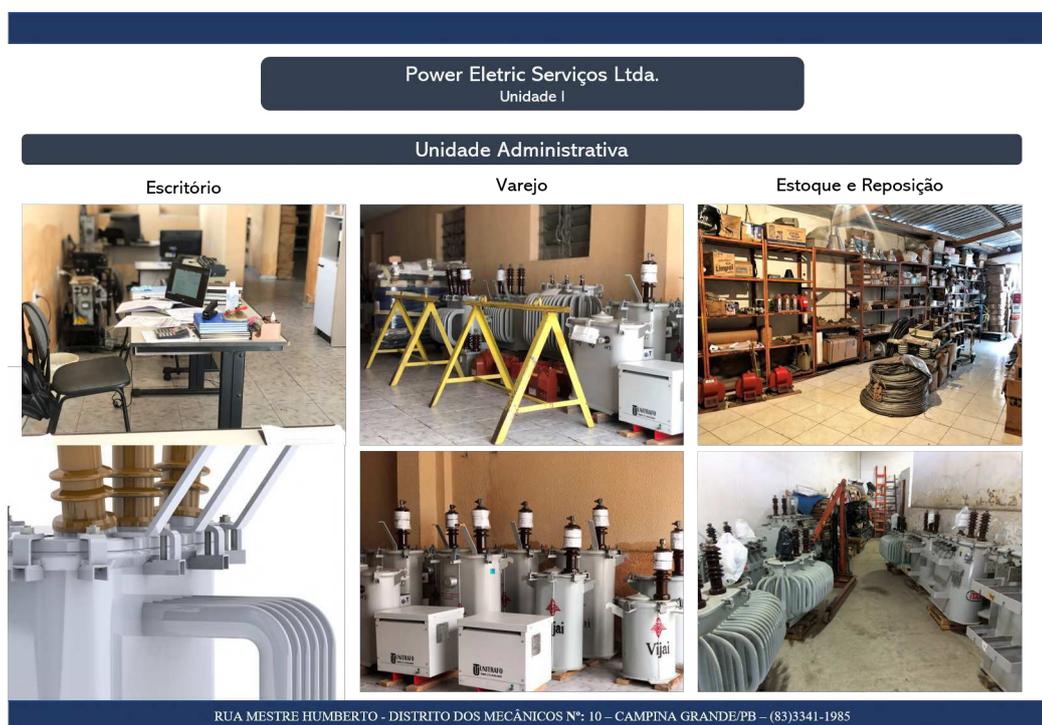
Figura 1 – Organograma da Power Electric Serviços Ltda.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Ela possui duas unidades, o escritório sede e uma oficina de manutenção técnica, ambos situados em Campina Grande, PB. Sua logística de atuação é parte de um grupo empresarial composta por três entidades: Power Eletric Serviços Ltda, Politrafo Transformadores e Equipamentos Elétricos Ltda (Comércio) e a Power Hidraulic (Transporte). Atualmente, possui 5 colaboradores e 1 estagiário. Nas Figuras 2-3, podem ser vistas as unidades da Power Eletric Serviços.

Figura 2 – Unidade Administrativa da Power Electric Serviços Ltda.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Figura 3 – Unidade Técnica da Power Electric Serviços Ltda.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

2 Atividades da Power Eletric Serviços

Os transformadores de potência transformam energia elétrica de um nível de tensão a outro - aumentando as tensões para transmissão, minimizando as perdas, ou baixando para distribuição. Além de sua nítida importância operacional, possui também grande valor financeiro agregado, sendo o de maior significância em uma subestação de transmissão elétrica. Estas características associadas tornam este equipamento essencial na definição do planejamento de manutenção por parte das empresas do setor elétrico, uma vez que construir ou transportá-los resulta em custos substanciais. Entretanto, o dano causado por uma falha e a subsequente perda de produção podem acabar custando ainda mais.

Durante uma operação regular, e em especial quando ocorrem falhas elétricas, os transformadores estão sujeitos a estresses elétricos, mecânicos, térmicos e ambientais. O estresse mecânico pode ocorrer durante o transporte da fábrica ao local de instalação, relocação entre subestações, terremotos ou durante uma falha de curto-circuito. As perdas internas causadas pela corrente de carga devem ser dissipadas, pois a alta temperatura causa deterioração dos materiais do isolamento do mesmo e as falhas advindas desses estresses resultam em explosões, incêndios e efeitos posteriores de elevado custo, devido a necessidade de interrupções, para limpeza e reparos nas plantas.

A **ABNT NBR 5462/94** define a manutenção como “*a combinação de ações técnicas e administrativas, incluindo supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida*”. Nestes termos, “manter” significa “fazer tudo o que for preciso para assegurar que um equipamento continue a desempenhar as funções para as quais foi projetado, num nível de desempenho exigido”.

Nesse contexto, a função da **manutenção** assume papel relevante na medida em que contribui para o apropriado funcionamento desses valiosos ativos. E tem-se consolidado um serviço de demanda recorrente no mercado do setor elétrico. De forma que, através de medições periódicas e de diagnóstico, as concessionárias e provedores e serviço colaboram para o fornecimento de energia confiável continuamente.

A Power Eletric Serviços realiza **Manutenção Corretiva** como uma operação de restauração de qualquer peça do equipamento que falhou ou degradou até chegar a um ponto onde precisa de uma ação corretiva para assim, evitar uma perda no desempenho ou uma falha maior. A partir da identificação de uma condição anormal do transformador, técnicas de inspeção adequadas são utilizadas para determinar a extensão ou gravidade da anormalidade. Os resultados são utilizados para subsidiar a decisão de intervenção, com o objetivo de restabelecer este às suas condições originais de projeto e assegurar

confiabilidade no retorno à operação.

Os ensaios elétricos de rotina constituem as ações de manutenção mais efetivas para atestar as condições elétricas em que se encontra o transformador. A seguir estão elencados os testes recomendados pela **Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT)** para a certificação de transformadores, e que são realizados pela Power Electric Serviços.

- Teste de Relação de Transformação;
- Ensaio de Resistência do Isolamento;
- Ensaio de Resistência Ôhmica do Enrolamento;
- Ensaio à vazio
- Ensaio de curto circuito;;
- Teste de Tensão Aplicada;
- Teste de Tensão Induzida;
- Ensaio de Rigidez Dielétrica do Óleo Isolante;

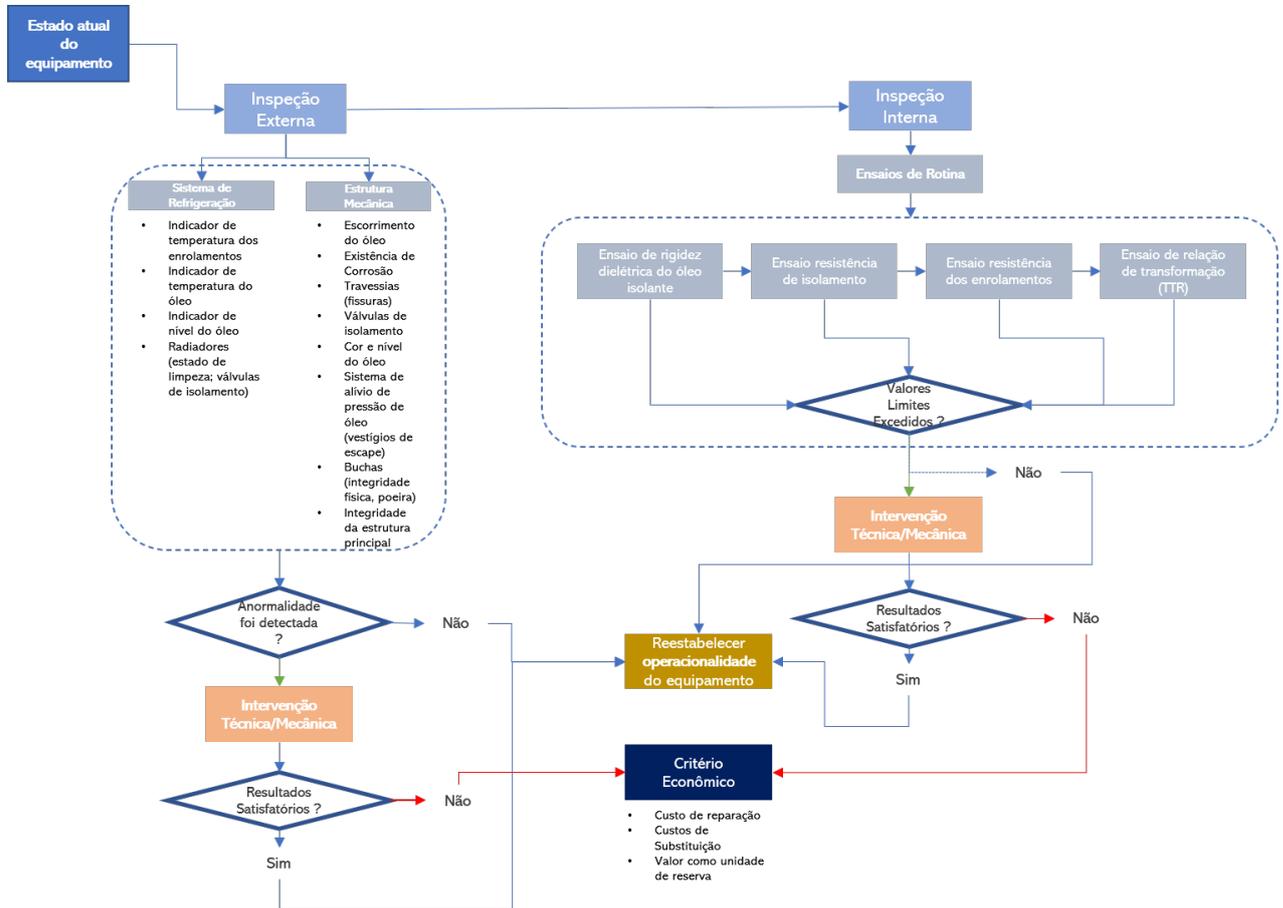
Para que seja confirmado um problema, os ensaios precisam ser realizados em diferentes tipos de equipamentos elétricos instalados em baixa, média e alta tensão. O diagnóstico preciso é feito através de um conjunto de diferentes tipos de ensaios no mesmo equipamento. Dessa forma, é possível apontar o tipo de problema e o grau de confiabilidade para energização, ou não, do mesmo.

Quando um equipamento sofre dano severo ou quando a confiabilidade do equipamento já não é satisfatória, uma avaliação técnica e econômica tem que ser realizada conjuntamente, para decidir a melhor opção entre sucatear, substituir ou reparar. Ao avaliar a melhor opção, considerações como o tempo de indisponibilidade, a disponibilidade de equipamento reserva, o custo da indisponibilidade, o transporte e a condição do equipamento em geral serão levados em consideração.

O estabelecimento de um fluxo de inspeção e manutenção é realizado de acordo com as condições de funcionamento do transformador, objetivando a detecção de defeitos latentes e a sua reparação. Os parâmetros medidos ou estados observados são avaliados de acordo com critérios predefinidos (valores limites) previstos em norma, para uma condição aceitável. A manutenção é executada somente quando uma mudança na condição do equipamento indica a necessidade de uma ação. A figura a seguir mostra o fluxo de decisão a partir da verificação de valores anormais detectados (valores limites excedidos) nas operações de inspeção interna e externa do transformador, que levam a identificação

das causas e tomadas de decisão para ações de revitalização, reparação ou até mesmo de substituição.

Figura 4 – Processo de decisão em uma manutenção corretiva típica.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

O engenheiro responsável pelo setor técnico/operacional utiliza as informações obtidas a partir das manutenções realizadas, dos diagnósticos registrados, das condições ambientais e dos fenômenos elétricos ocorridos no sistema, para elaborar um diagnóstico ou prognóstico que ateste a segurança e qualidade operacionais necessárias ao reestabelecimento do equipamento em campo.

3 Princípios Básicos de Transformadores de Potência

O transformador é um dispositivo que modifica o nível de tensão alternada para outro nível de tensão, sem variar a frequência e sem afetar a quantidade de potência ativa do circuito, idealmente. Em um transformador real ocorrem perdas no cobre que podem ser causadas pelo efeito de aquecimento devido as resistências dos enrolamentos, mais conhecido como efeito *Joule*, sendo uma perda de potência por efeito térmico. Bem como pela dispersão do fluxo magnético. Outras perdas advém do núcleo, e podem ser devido à histerese ou às correntes parasitas (correntes de *Foucault*). Destaca-se ainda que, nem toda corrente é útil na produção do fluxo magnético, e a permeabilidade do núcleo não é necessariamente constante, como adotado em transformadores ideais. Além disso, nem todo fluxo enlaça os dois enrolamentos, ou seja, existe fluxo disperso no meio do caminho magnético.

A necessidade da utilização de baixos níveis de tensão no consumidor e a necessidade de transmitir energia elétrica com tensões elevadas tornam muito importante o papel desempenhado pelo transformador de potência. Os transformadores representam o ativo mais caro da cadeia que conecta a geração até os pontos de utilização de energia elétrica ([ABNT.NBR5440, 2014](#)).

Na sua conexão mais simples, um transformador é constituído de dois enrolamentos de condutores: O primário, aquele que recebe a tensão inicial a ser alterada, e secundário, local de saída da tensão desejada (Figura 5); e núcleo, que, em geral, é construído com uso de chapas de aço-silício, laminadas e cobertas por uma película isolante. Com laminação a frio e tratamento térmico, ocorre a orientação dos domínios magnéticos permitindo a redução das perdas e da corrente de magnetização e possibilitando alcançar altas densidades de fluxo. A estrutura formada pelas chapas é sustentada por traves metálicas solidamente amarradas por faixas de fibra de vidro impregnadas com resina ([ALMEIDA; PAULINO, 2012](#)).

O princípio de funcionamento do transformador é baseado no fenômeno da **indução eletromagnética**, e depende da existência do fluxo mútuo alternado, ligando os dois enrolamentos baseado na utilização do conceito de indutância mútua. Quando um condutor é movido dentro de um campo magnético, em seus extremos surgirá uma DDP, designada por **tensão induzida** (Lei de Lenz-Faraday). Sabe-se ainda que, quando uma corrente elétrica percorre um condutor, estabelece-se em torno deste, um campo magnético, cuja intensidade depende da intensidade desta corrente. Naturalmente, se a corrente é variável no tempo, o fluxo magnético também é. Por outro lado, sabe-se pela lei de Faraday que “sempre que houver movimento relativo entre o fluxo magnético e um circuito por ele cortado serão induzidas tensões neste circuito”.

Matematicamente,

$$e_{ind} = \frac{d\lambda}{dt} \quad (3.1)$$

em que λ é o fluxo concatenado na bobina na qual a tensão está sendo induzida.

O fluxo concatenado λ é a soma do fluxo que passa através de cada espira da bobina adicionado ao de todas as demais espiras da bobina. Resumindo, é possível definir um fluxo médio por espira em uma bobina. Se o fluxo concatenado de todas as espiras da bobina for λ e se houver N espiras, o fluxo médio por espira será dado por:

$$\bar{\phi} = \frac{\lambda}{N} \quad (3.2)$$

e a lei de Faraday poderá ser reescrita como

$$e_{ind} = N \frac{d\bar{\phi}}{dt} \quad (3.3)$$

A relação de tensão em um transformador.

Sabe-se ainda que, o fluxo na bobina primária do transformador pode ser dividido em duas componentes: um **fluxo mútuo**, que permanece no núcleo e concatena ou enlaça ambos os enrolamentos e um pequeno **fluxo de dispersão**, que passa através do enrolamento primário mas retorna através do ar, contornando o enrolamento secundário. Considerando a Lei de Faraday para as bobinas do primário e do secundário, pode-se expressar as tensões as quais ambas estão submetidas como:

$$e_1(t) = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (3.4)$$

$$e_2(t) = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (3.5)$$

Tem-se dessas duas relações que:

$$\frac{e_1(t)}{e_2(t)} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (3.6)$$

O significado dessa equação é que a razão entre a tensão primária e a tensão secundária, ambas causadas pelo fluxo mútuo, é igual à relação de espiras do transformador (UMANS, 2014). Logo, a razão entre a tensão total do primário de um transformador e a tensão total no secundário de um transformador é aproximadamente,

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (3.7)$$

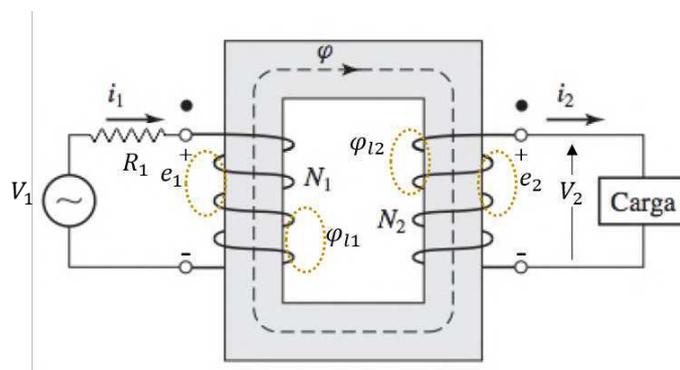
De forma que, se $a > 1$, o transformador é rebaixador; se $a < 1$, o mesmo será elevador. Entretanto, nos transformadores trifásicos os enrolamentos podem estar conectados de diversas maneiras. Então, naturalmente nota-se que para cada modo de ligação haverá uma diferença entre a relação de transformação e a relação do número de espiras. A Tabela 1 mostra os valores de a em função das ligações do primário-secundário.

Quanto menores forem os fluxos de dispersão de um transformador, mais próxima estará a razão entre as tensões totais desse transformador da do transformador ideal.

A utilização do núcleo de material ferromagnético irá propiciar uma melhor ligação magnética entre os enrolamentos do primário e secundário, reduzindo o fluxo de dispersão, e ainda tem a finalidade de reduzir as perdas caloríficas provocadas por Histerese e *Foucault*, principalmente em transformadores de grande potência. Nestas condições, a maior parte do fluxo é confinada no núcleo, e unem ambos os enrolamentos, mas a pequena parcela do fluxo de dispersão tem um importante efeito no comportamento do transformador.

A Figura 5 mostra um circuito magnético fechado representando um transformador na sua forma mais simples.

Figura 5 – Representação do circuito magnético de um transformador ideal com carga.



Fonte: Adaptado de (UMANS, 2014)

Onde,

- V_1 - Tensão no primário;
- i_1 - Corrente no primário;

- R_1 - Resistência do enrolamento primário;
- ϵ_1 - Tensão induzida no enrolamento primário;
- V_2 - Tensão no secundário;
- i_2 - Corrente no secundário;
- R_2 - Resistência do enrolamento secundário;
- ϵ_2 - Tensão induzida no enrolamento secundário;
- N_1 - Número de espiras do primário;
- N_2 - Número de espiras do secundário;
- ϕ - Fluxo magnético responsável pela transferência de potência;
- ϕ_{l1} - Fluxo de dispersão do enrolamento primário;
- ϕ_{l2} - Fluxo de dispersão do enrolamento secundário.

A corrente de magnetização em um transformador real

Quando uma fonte de energia elétrica CA é conectada a um transformador, como mostrado na Figura 5, uma corrente flui no circuito primário, mesmo quando o circuito secundário está em circuito aberto. Essa é a corrente requerida para produzir fluxo em um núcleo ferromagnético real (UMANS, 2014). Ela consiste em duas componentes:

- A *corrente de magnetização* i_m , que é a corrente necessária para produzir o fluxo no núcleo do transformador e
- A *corrente de perdas no núcleo* i_{h+p} , que é a corrente responsável pelas perdas por histerese e por corrente parasita no núcleo.

A corrente total sem carga no núcleo é denominada corrente de excitação do transformador. É simplesmente a soma da corrente de magnetização e a corrente de perdas no núcleo. Em um transformador de potência bem projetado, a corrente de excitação é muito menor do que a corrente a plena carga do transformador.

3.0.1 O Circuito Equivalente de um Transformador.

Qualquer modelo exato do comportamento de um transformador deve ser capaz de levar em consideração as perdas que ocorrem nos transformadores reais. Os itens principais que devem ser incluídos na construção de tal modelo são:

- *Perdas no cobre (I^2R):* Perdas devido ao aquecimento resistivo nos enrolamentos primário e secundário do transformador. Elas são proporcionais ao quadrado da corrente nos enrolamentos;
- *Perdas por corrente parasita:* Perdas devidas ao aquecimento resistivo no núcleo do transformador. Elas são proporcionais ao quadrado da tensão aplicada ao transformador.
- *Perdas por histerese:* Estão associadas à alteração da configuração dos domínios magnéticos no núcleo. Elas são uma função não linear, complexa, da tensão aplicada ao transformador.
- *Fluxo de dispersão:* São os fluxos magnéticos que escapam do núcleo e passam através de apenas um dos enrolamentos do transformador, produzindo uma indutância de dispersão nas bobinas primária e secundária.

É possível construir um circuito equivalente que leva em consideração todas as imperfeições principais dos transformadores reais. Essas imperfeições serão analisadas uma de cada vez e seus efeitos serão incluídos no modelo do transformador.

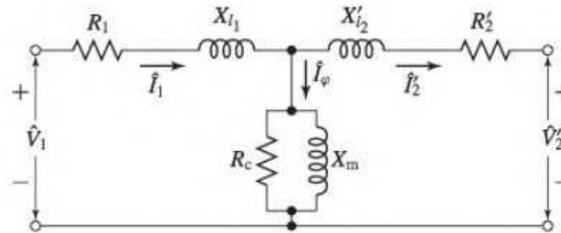
Considerando o princípio de funcionamento tratado anteriormente, baseado na Lei de Faraday das tensões. No enrolamento primário, o fluxo disperso induz uma tensão que se soma àquela produzida pelo *fluxo mútuo*. Devido a maior parte do fluxo disperso está no ar, este e a tensão induzida por ele, variam linearmente com a corrente i_1 do primário. De forma que, pode ser representado por uma *indutância de dispersão do primário* L_{l1} . A correspondente *reatância de dispersão do primário* X_{l1} é dada por:

$$X_{l1} = 2\pi f L_{l1} \quad (3.8)$$

A corrente de magnetização i_m é uma corrente proporcional à tensão aplicada ao núcleo e está atrasada em relação à tensão aplicada em 90°, de modo que ela pode ser modelada por uma reatância X_m conectada à fonte de tensão do primário. A corrente de perdas no núcleo i_{h+p} é uma corrente proporcional à tensão aplicada ao núcleo que está em fase com a tensão aplicada. Desse modo, ela pode ser modelada por uma resistência R_c conectada à fonte de tensão do primário. (Lembrar de que, na realidade, ambas as correntes não são lineares, de modo que a indutância X_m e a resistência R_c são, no máximo, aproximações dos efeitos reais da excitação.) O circuito equivalente resultante é mostrado na Figura 6. Nesse circuito, R_1 é a resistência do enrolamento primário, X_{l1} é a reatância devido à indutância de dispersão do primário (Equação 3.8), R_2 é a resistência do enrolamento secundário e X_{l2} é a reatância devido à indutância de dispersão do secundário, obtida de forma análoga a X_{l1} . O ramo de excitação é modelado pela resistência

R_c (histerese e perdas no núcleo) em paralelo com a reatância X_m (corrente de magnetização). Observe que os elementos que formam o ramo de excitação são colocados dentro da resistência do primário R_1 e a reatância X_{l1} . Isso deve-se a que a tensão realmente aplicada ao núcleo é na verdade a tensão de entrada menos as quedas de tensão internas do enrolamento.

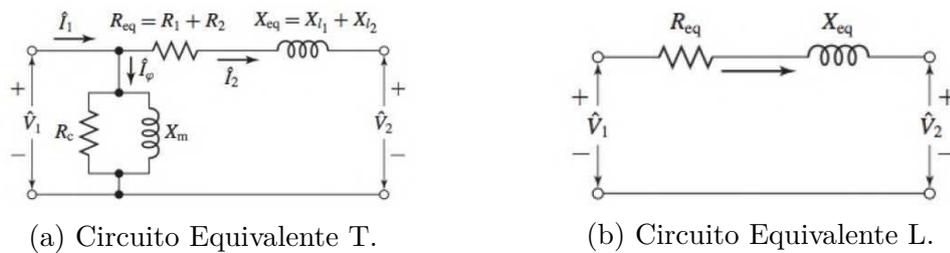
Figura 6 – Representação do circuito equivalente de um transformador real referido ao primário.



Fonte: (UMANS, 2014), pg. 75.

Embora a Figura 6 mostre um modelo acurado de um transformador, ele não é muito útil. Em análises de engenharia envolvendo o transformador como elemento do circuito, costuma-se converter o circuito inteiro em um circuito equivalente, com um único nível de tensão. Os circuitos equivalentes aproximados, normalmente utilizados, estão resumidos na Figura 7

Figura 7 – Circuitos equivalentes aproximados de um transformador real; referidos ao primário.



(a) Circuito Equivalente T.

(b) Circuito Equivalente L.

Fonte: (UMANS, 2014), pg. 79.

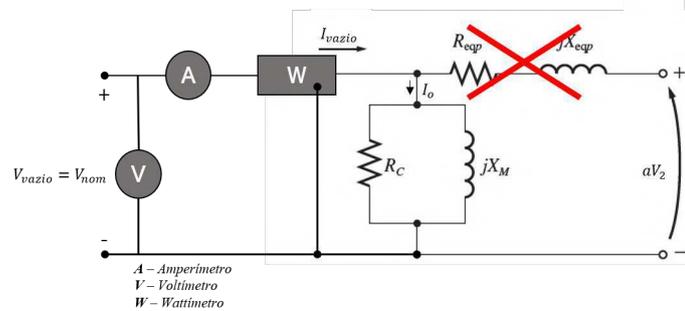
3.0.2 Determinação dos valores dos componentes do modelo de um transformador real.

É possível determinar, experimentalmente, os valores das indutâncias e resistências do modelo de transformador explícito na Figura 7b, com dois ensaios muito difundidos e previstos em norma segundo a ABNT: o **ensaio à vazio** e o **ensaio de curto-circuito**.

No **ensaio em vazio**, o enrolamento secundário é deixado em aberto e aplicado no enrolamento primário a tensão nominal V_{nom} , fazendo aparecer no enrolamento secundário uma tensão V_2 . Dessa forma, no enrolamento primário circulará uma corrente I_0 ,

denominada corrente em vazio. Nas condições descritas, toda a corrente de entrada deve circular através do ramo de excitação do transformador. São medidos a tensão, a corrente e a potência de entrada. Com esses valores calcula-se X_m e R_c , conforme a Figura 8.

Figura 8 – Representação de ligações para o ensaio de transformador à vazio.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Em resumo, quando o transformador opera em vazio, a corrente do secundário é nula. E, portanto, a corrente do primário é igual a corrente de excitação. Ao aplicar a tensão de entrada nominal a potência ativa na entrada corresponderá as perdas no núcleo. Também é possível utilizar a tensão nos terminais em aberto, do secundário, para verificar a relação de espiras.

A magnitude das grandezas de interesse pode ser calculada como segue:

Cálculo de R_c :

$$P_{vazio} = \frac{V_{vazio}^2}{R_c} \quad (3.9)$$

$$R_c = \frac{V_{vazio}^2}{P_{vazio}} \quad (3.10)$$

Cálculo de X_m :

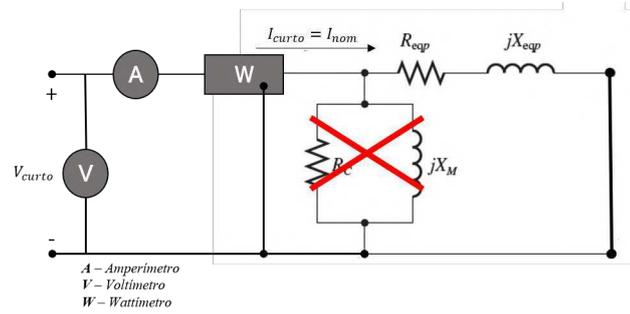
$$S_{vazio} = V_{vazio} I_{vazio} \quad (3.11)$$

$$Q_{vazio} = \sqrt{S_{vazio}^2 - P_{vazio}^2}$$

$$X_m = \frac{V_{vazio}^2}{Q_{vazio}} \quad (3.12)$$

No **ensaio de curto-circuito**, os terminais de baixa tensão do transformador são colocados em curto-circuito e os terminais de alta tensão são ligados a uma fonte de tensão variável, como mostrado na Figura 9. (Essa medida é realizada normalmente no lado de alta tensão do transformador, porque as correntes são menores nesse lado, sendo mais fáceis de serem manipuladas.)

Figura 9 – Representação de ligações para o ensaio de transformador em curto-circuito.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

A tensão de entrada é ajustada até que a corrente no enrolamento em curto-circuito seja igual ao seu valor nominal. (Assegure-se de manter a tensão do primário em um nível seguro, afim de evitar queimar os enrolamentos do transformador). Durante o ensaio de curto-circuito, a tensão de entrada é tão baixa que uma corrente desprezível circulará no ramo de excitação. Se a corrente de excitação for ignorada, toda a queda de tensão no transformador poderá ser atribuída aos elementos em série do circuito. Com as medidas de corrente, tensão e potência de entrada, calcula-se R_{eq} e X_{eq} (Componentes da impedância série $Z_{eq} = R_{eq} + jX_{eq}$), como segue:

Cálculo de R_{eq} :

$$P_{curto} = I_{curto}^2 R_{eq} \quad (3.13)$$

$$R_{eq} = \frac{P_{curto}}{I_{curto}^2} \quad (3.14)$$

Cálculo de X_{eq} :

$$S_{curto} = V_{curto} I_{curto} \quad (3.15)$$

$$Q_{curto} = \sqrt{S_{curto}^2 - P_{curto}^2}$$

$$X_{eq} = \frac{Q_{curto}}{I_{curto}^2} \quad (3.16)$$

Obs.: Note que o ensaio a vazio é realizado usualmente no lado de baixa tensão do transformador e o ensaio de curto-circuito é usualmente efetuado no lado de alta tensão do transformador, de modo que usualmente os valores de R_c e X_m são encontrados sendo referidos ao lado de baixa tensão e os valores de R_{eq} e X_{eq} são usualmente encontrados sendo referidos ao lado de alta tensão. Todos os elementos devem ser referidos ao mesmo lado (alta ou baixa tensão) para obter o circuito equivalente final.

3.0.3 Eficiência de um Transformador

Um transformador também pode ser comparado e avaliado em relação à sua eficiência. A eficiência de um dispositivo é definida pelas equações:

$$\eta = \frac{P_{saída}}{P_{entrada}} \cdot 100\% \quad (3.17)$$

$$\eta = \frac{P_{saída}}{P_{saída} + P_{perdas}} \cdot 100\% \quad (3.18)$$

Considerando os três tipos de perdas presentes nos transformadores referidos na Seção 3.0.1, podemos associá-las aos parâmetros do circuito da Figura 7b, como:

- Perdas no cobre ($P_{Cu} = I^2 R$) - representadas pela resistência em série no circuito equivalente;
- Perdas por histerese - Incluídas no resistor R_c
- Perdas por corrente parasita - Incluídas no resistor R_c

De forma que temos, então,

$$P_{perdas} = P_{Cu} + P_{núcleo} \quad (3.19)$$

Para calcular a eficiência de um transformador, que está operando com uma dada carga, simplesmente some as perdas de cada resistor e aplique a Equação 3.21.

Como a potência de saída é dada por

$$P_{saída} = V_{nom} I_{nom} \cos \theta_{nom} \quad (3.20)$$

a eficiência do transformador pode ser expressa por

$$\eta = \frac{V_{nom} I_{nom} \cos \theta}{P_{Cu} + P_{núcleo} + V_{nom} I_{nom} \cos \theta} \cdot 100\% \quad (3.21)$$

3.1 Transformadores Trifásicos

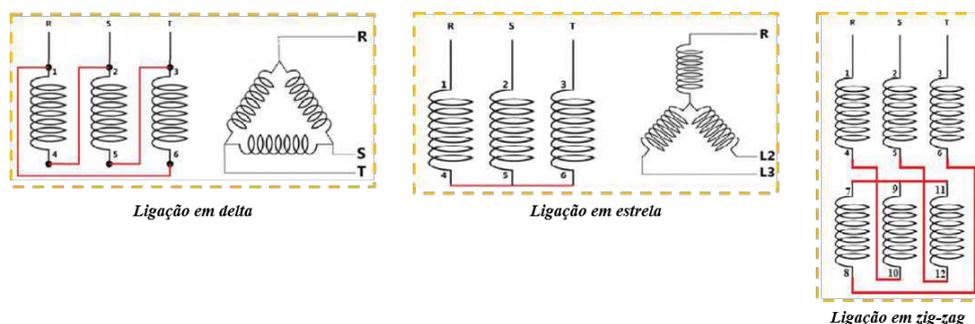
A transformação trifásica pode ser realizada com um único transformador destinado a este fim ou por um banco de transformadores monofásicos. Os cálculos de circuitos que envolvem bancos trifásicos de transformadores em condições equilibradas podem ser feitos usando apenas um dos transformadores ou fases e verificando que as condições são

as mesmas nas duas outras fases, exceto pela defasagem de um sistema trifásico. A conexão entre as fases pode ser feita utilizando combinações dentre as contempladas na Figura 10. Na sequência também são mostradas as tensões e correntes que resultam da aplicação equilibrada ao primário, de tensões de linha V e correntes de linha I .

Enrolamentos

Responsável pela condução da corrente de carga, os condutores são enrolados em forma de bobinas cilíndricas e dispostas axialmente nas pernas do núcleo. Os enrolamentos de um transformador trifásico podem ser conectados em estrela (Y), delta (Δ) ou zigzag, conforme mostra a Tabela 1. As ligações delta e estrela são as mais comuns.

Figura 10 – Conexões possíveis dos enrolamentos de um transformador trifásico.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Tabela 1 – Valores de a para as diversas ligações entre o primário-secundário.

Ligação	Dd	Dy	Dz	Yy	Yd	Yz
	a	$\frac{a}{\sqrt{3}}$	$\frac{2}{3}a$	a	$\sqrt{3}a$	$\frac{2}{\sqrt{3}}a$

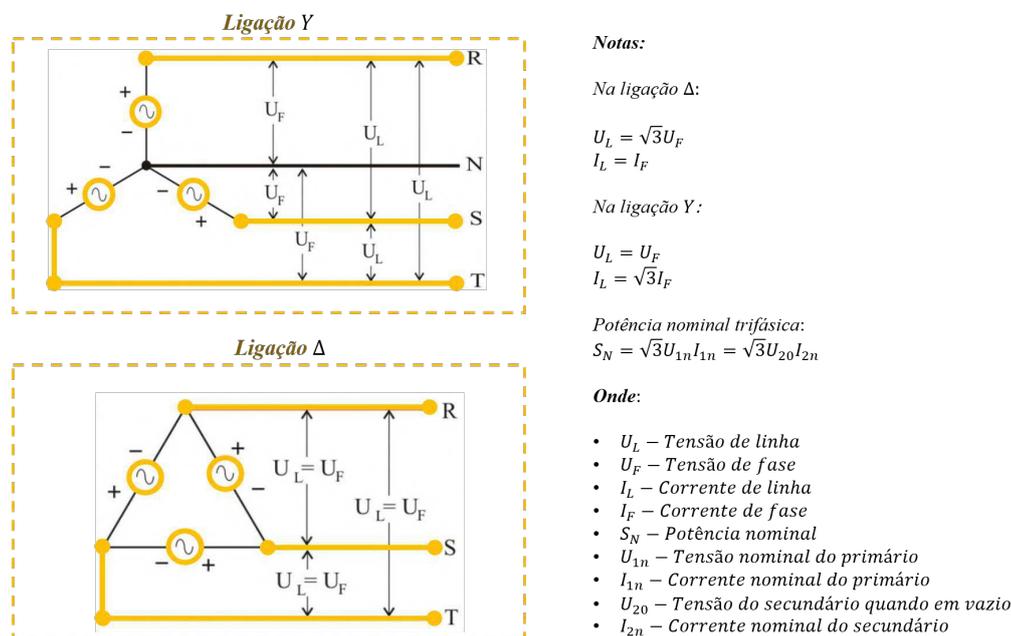
3.1.1 Grandezas Elétricas Nominais

Os **valores nominais** de um transformador são especificados, tanto no primário como no secundário, através de suas **grandezas de linha** (entre fases/fase-fase). Valendo salientar que, por tal, apenas na ligação em triângulo é que a tensão nominal é igual à tensão no enrolamento. Quanto à corrente, apenas nas ligações em estrela e em zigue-zague é que a corrente nominal é igual a corrente no enrolamento.

Cada uma das ligações possíveis tem a sua aplicação dependendo da função do transformador. A Figura 11 provê uma representação das grandezas correlacionadas com cada tipo de conexão.

A **conexão em estrela** apresenta vantagem sobre a conexão em delta no que diz respeito a acessibilidade do neutro, podendo, portanto, prover acesso a dois níveis de tensão. Esta vantagem é, sobretudo, utilizada no projeto dos transformadores quando dos aspectos do isolamento, sendo este inferior para enrolamentos conectados em estrela. Com

Figura 11 – Representação das grandezas elétricas nominais correlacionadas com cada tipo de conexão dos enrolamentos.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

feito, pois enquanto numa ligação em estrela é aplicada aos enrolamentos uma tensão de fase de 230V, por exemplo. Em uma ligação em triângulo cada enrolamento estará submetido à uma tensão de 400V, aproximadamente.

A **ligação triângulo/delta**, no entanto, é utilizada com vantagem sobre a conexão em estrela, quando as correntes previstas são elevadas. De modo que a corrente no enrolamento I_F é $\sqrt{3}$ vezes inferior à corrente na linha I_L , permitindo assim espiras com enrolamentos de menor seção.

Os transformadores trifásicos de distribuição são tipicamente projetados na configuração $\Delta - Y$.

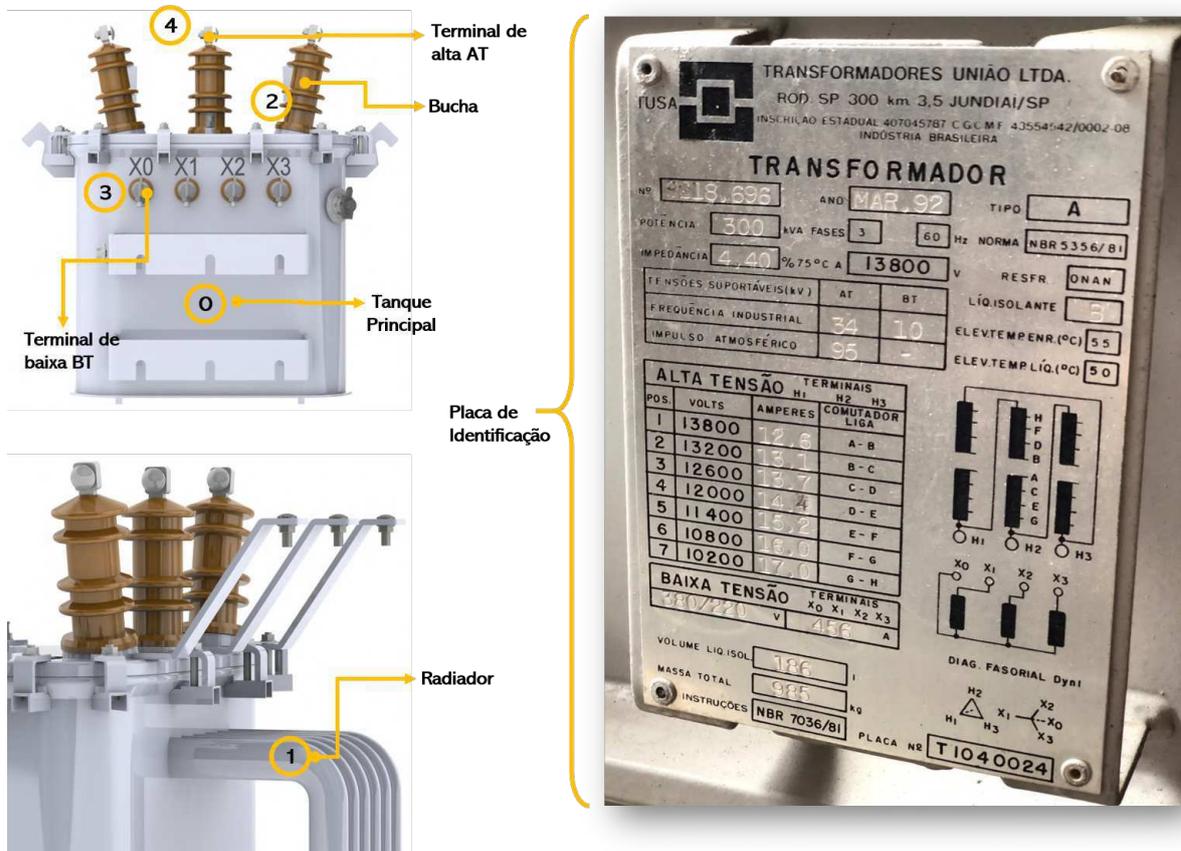
3.1.2 Características Técnicas e Construtivas de um Transformador Trifásico

De forma prática, um transformador de potência para cumprir sua função necessita de uma série de acessórios e componentes que possibilitem sua operação sob condições controladas de temperatura, estanqueidade e dentro de parâmetros especificados em projeto. Para se ter uma visão geral e simplificada de um transformador de potência, as Figuras 12 e 16 mostram os seus principais componentes construtivos.

Podemos segmentar um transformador em “parte ativa”, acessórios e sistemas de preservação de líquido isolante, isolamento e refrigeração. A “**parte ativa**” do transformador, onde é realizado o fenômeno de indução eletromagnética, responsável pela transformação de tensão conforme visto na Figura 16, é composta pelo núcleo [7] e enrolamentos

[5]-[6], podendo existir alguns tipos de ligações entre os enrolamentos, como por exemplo, estrela – triângulo ou estrela – estrela.

Figura 12 – Características construtivas de um transformador trifásico de potência.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Núcleo

O núcleo se destina a prover o acoplamento magnético entre os enrolamentos do transformador, promovendo um caminho de baixa relutância para as linhas de força do campo magnético.

É constituído por material ferromagnético de alta permeabilidade, que contém em sua composição o cerca de 5% de silício, cuja função é reduzir as perdas por histerese e aumentar a resistência do ferro, permitindo, desta forma, reduzir as correntes parasitas. Porém, esse material é condutor, e estando sob a ação de um fluxo magnético alternado, ainda dá condições de surgimento das correntes parasitas. Para minimizar este problema, o núcleo, ao invés de ser uma estrutura maciça, é construída pelo empilhamento de chapas finas e isoladas entre si por um verniz.

As peças metálicas da prensagem são isoladas do núcleo e entre si, para minimizar as correntes parasitas, que aumentariam sensivelmente as perdas em vazio, podendo ocasionar a falha do equipamento. Estas chapas de aço, durante a sua fabricação, recebem um

tratamento especial de laminação a frio, seguidas de um tratamento térmico adequado, que permite que os grãos magnéticos sejam orientados no sentido da laminação. São cobertas por uma fina camada de material isolante e fabricadas por limites máximos de perdas eletromagnéticas, que variam entre $1,28W/kg$ e uma densidade de fluxo de $1,50\text{ T}$ (tesla) a $1,83W/kg$, correspondente a uma densidade de fluxo de $1,7\text{ T}$, na frequência industrial. É esse processo que torna o material adequado à utilização em transformadores, devido à diminuição de perdas específicas. É também com a finalidade de diminuir as perdas, que nessas chapas são feitos cortes a 45° nas junções entre o jugo e perna, ver Figura 13.

Figura 13 – Detalhe de um núcleo ferro-magnético de um transformado trifásico.



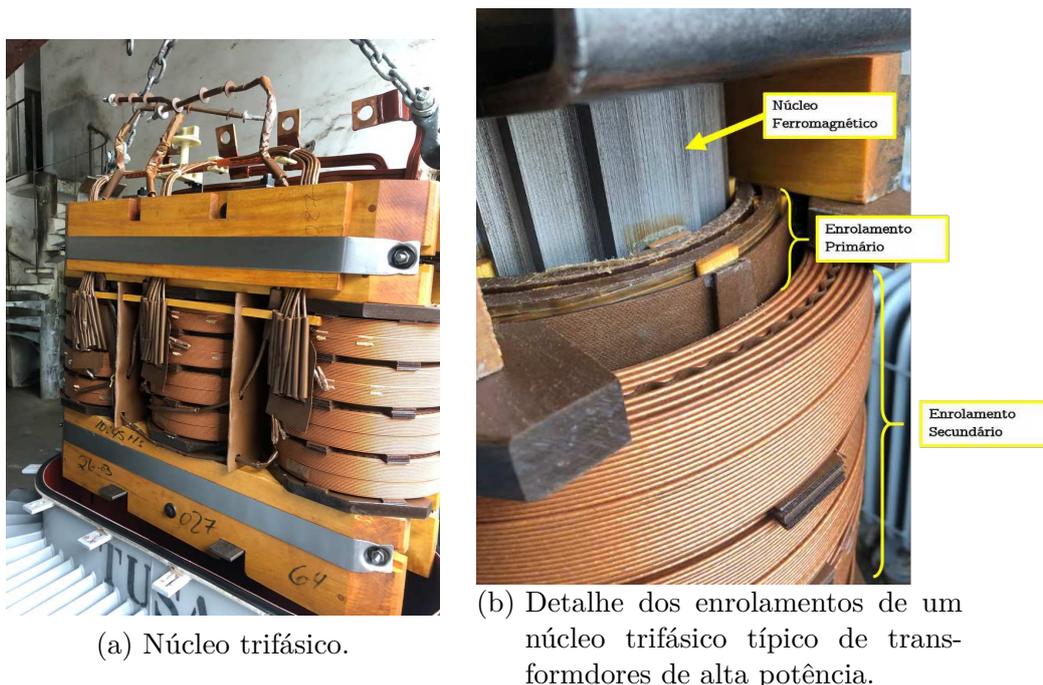
Fonte: Elaborada pela própria autora.

Enrolamentos

São formados de bobinas primárias e secundárias e, em alguns casos, de terciárias. Os fios são normalmente de cobre eletrolítico, isolados com esmalte, fitas de algodão ou papel especial (papel kraft é o mais comum). Os enrolamentos normalmente são apoiados em discos isolantes de papelão e separados entre si por cilindros do mesmo material (Figura 14b). Os enrolamentos são bobinados em cilindros concêntricos, que são montados em colunas do núcleo (Figura 14a) durante a etapa de ligação da parte ativa. Há casos em que o isolamento é composto de verniz ou outro material sintético.

A seção dos condutores das bobinas primárias e secundárias é função da densidade de corrente fixada no projeto do equipamento. Transformadores de potência elevada requerem uma densidade de corrente inferior a dos transformadores de menor potência.

Figura 14 – Peça ativa de transformador trifásico 300kVA.

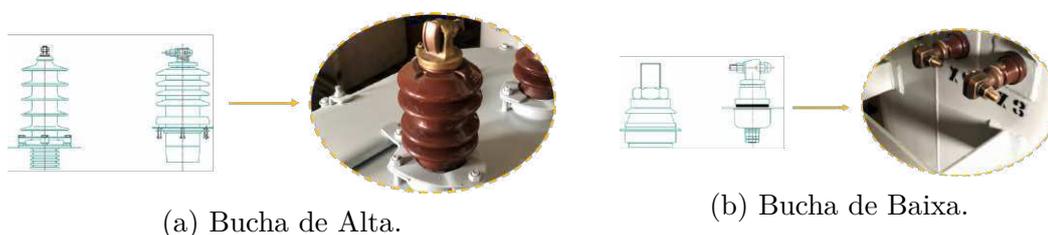


Fonte: Elaborada pela própria autora.

Isto se deve ao fato de que quanto maior for o volume do transformador maiores são as dificuldades de refrigeração, necessitando-se, pois, reduzir as perdas por efeito Joule, que pode ser conseguido diminuindo-se a densidade de corrente.

Podemos classificar de forma resumida os **acessórios de um transformador** como: As buchas [2] (Figura 12) que são responsáveis pela interligação e isolamento entre os enrolamentos e o sistema elétrico em que o equipamento está interligado.

Figura 15 – Detalhes de buchas, conforme ABNT NBR 5440.

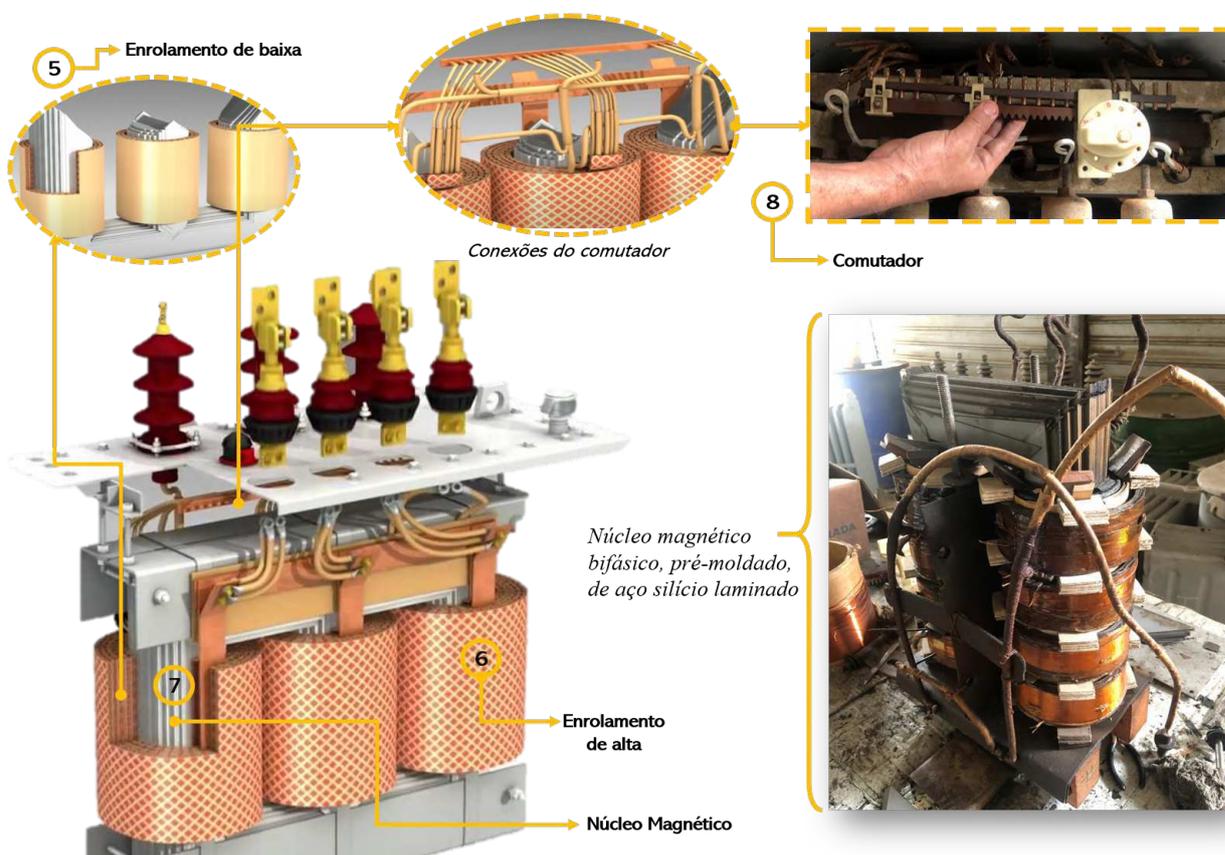


Fonte: Elaborada pela própria autora

O comutador de derivação em carga [8] (CDC) responsável pelo controle de tensão possibilitando a adequação do transformador às condições sistêmicas necessárias para operação - *Os comutadores de taps em transformadores tem um papel fundamental nas redes de distribuição devido à queda de tensão ao longo da linha, a qual é gerada pelo seu comprimento ou até mesmo pelo seu nível carregamento. Estes comutadores são utilizados para ajustar a relação de transformação do transformador de maneira que todos os consumidores sejam atendidos conforme especifica e regulamenta a PRODIST, ANEEL*

(*Agencia Nacional de Energia Elétrica*) - Indicadores locais ou remotos de grandezas monitoráveis como, por exemplo, temperatura e nível de óleo, também são partes integrantes dos possíveis acessórios de um transformador.

Figura 16 – Características construtivas de um transformador trifásico de potência.



Fonte: Elaborada pela própria autora

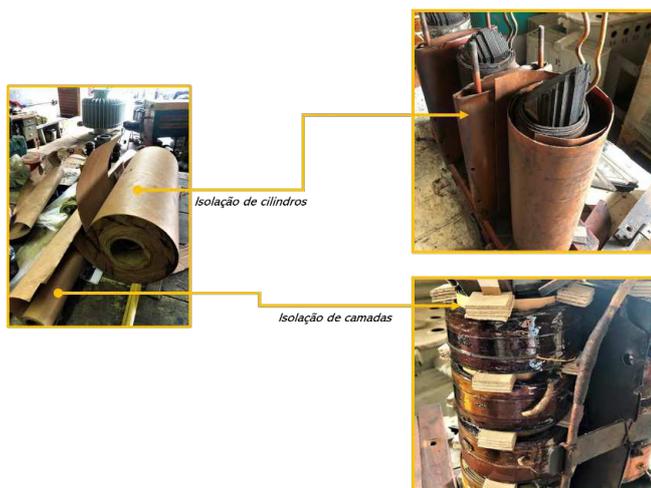
A **placa de identificação do transformador** (Figura 12) também pode ser considerada um **acessório**, ela permite o acesso as principais características do equipamento. Em casos de manutenções, através dos dados informáticos contidos na placa é possível identificar as características da estrutura ativa no transformador, sem a necessidade de consultar o projeto do mesmo. Já para fins de ampliação de carga ou operações em paralelo, a placa provê as informações necessária para inferir a possibilidade de realizar tais manobras. As informações contidas na placa de identificação são estabelecidas pela norma ABNT NBR 5356.

O **sistema de preservação** do líquido isolante é composto pelo tanque principal [0] e o tanque de expansão do óleo (presente em classes maiores), basicamente, podendo haver variações nas formas desta selagem, principalmente no que diz respeito a forma de contato com o meio externo no processo inerente ao seu funcionamento de expansão / retração do meio isolante. A principal função deste sistema é manter sob controle os me-

nores níveis possíveis de umidade e oxigênio interno ao mesmo, evitando assim a oxidação da isolação.

O **sistema de isolação** de um transformador convencional é realizado através de uma combinação entre papel (Figura 17) e óleo mineral isolante (OMI) ou óleo vegetal isolante (OVI). Uma outra categoria de transformadores apresenta isolação seca no SEP.

Figura 17 – Detalhe dos tipos de papel vegetal, componentes do sistema de isolação de um transformador à óleo.



Fonte: Elaborada pela própria autora

O Óleo Isolante

O óleo mineral isolante é usado como líquido de refrigeração e isolante em equipamentos elétricos desde o começo do século XX. É altamente refinado a fim de atingir as características e a qualidade exigidas nas especificações da Agência Nacional de Petróleo (ANP).

As três principais exigências para o óleo isolante são:

- Resistir a solicitações elétricas: para atender aos critérios de isolação, se exige que tenha uma rigidez dielétrica elevada e um fator de dissipação/potência baixos;
- Boa circulação mesmo em baixas temperaturas: para atender aos critérios de transferência térmica e refrigeração se exige que o óleo tenha uma viscosidade e um ponto de fluidez suficientemente baixo;
- Isolação e refrigeração suficientes para assegurar a extinção de arcos: para atender aos critérios de extinção de arcos se exige que o óleo tenha um ponto de fulgor e uma rigidez dielétrica elevada, assim como uma baixa viscosidade;

O desempenho confiável do óleo no sistema de isolação depende das características básicas do óleo, que por sua vez podem afetar o desempenho do equipamento. O óleo

mineral deve estar livre de impurezas, tais como umidade, poeiras e outros agentes que afetem sensivelmente o seu poder dielétrico, que não deve ser inferior a 30 kV/mm (para transformadores acima de 72,5 kV no primário (ABNT.NBR5356, 2007)). Contudo o tempo provoca um processo de envelhecimento do óleo, que resulta na formação de ácidos que são prejudiciais aos materiais isolantes do transformador.

Diversos processos podem causar a degradação do óleo e alguns são inter-relacionados. Estes processos incluem a oxidação; contaminação por água, por partículas ou por fibras da celulose; formação de arcos elétricos ou descarga; superaquecimento localizado e superaquecimento geral.

Óleos minerais quando submetidos a descargas internas, no interior do Transformador, podem sofrer decomposições moleculares cujo resultado é a formação de outros produtos, dentre esses, os mais preocupantes são a formação de gases com o Acetileno que pode causar explosão e conseqüente perda do equipamento e seus adjacentes.

A regeneração das qualidades dielétricas do óleo mineral, pode ser realizada através da aplicação de produtos químicos especiais denominados inibidores. Também pode ser recuperado através de sua passagem por um filtro prensa, largamente utilizado na manutenção de transformadores.

Há dois tipos deferentes de óleo mineral isolante atualmente comercializado no Brasil:

- Óleo tipo A ou Naftênico;
- Óleo tipo B ou Parafínico;

Descargas Parciais

Uma Descarga Parcial (DP) é caracterizada como uma descarga elétrica de pequena intensidade que ocorre em uma região de imperfeição de um meio dielétrico sujeita a um campo elétrico, onde o caminho formado pela descarga não une as duas extremidades dessa região de forma completa. A ocorrência de descarga parcial depende da intensidade do campo aplicado nas extremidades desse espaço, além do tipo de tensão de teste aplicada (tensão alternada, tensão contínua, sinal transitório ou impulso). (GTA2.05,)

Assim, descargas em dielétricos podem ocorrer em espaços gasosos ou fissuras nos materiais sólidos, bem como em bolhas, no dielétrico líquido. Geralmete, são iniciadas se a intensidade do campo elétrico dentro do espaço vazio exceder a intensidade do campo do gás contido nesse espaço. (GTA2.05,)

As descargas parciais podem ser classificadas de acordo com a natureza da sua origem. Podem ser:

- **Descargas internas**, que ocorrem nos espaços, geralmente vazios preenchidos com gás, presentes nos materiais sólidos e líquidos usados em sistemas de isolamento.
- **Descargas superficiais**, que ocorrem em gases ou líquidos na superfície de um material dielétrico, normalmente partindo do eletrodo para a superfície.
- **Descargas parciais no ar ambiente** geralmente são classificadas como descargas externas e frequentemente chamadas de descargas corona. No início do processo de indução da tensão, brilho e correntes de descargas podem aparecer. Elas ocorrem em gases a partir de pontas agudas em eletrodos metálicos em partes com pequenos raios de curvatura.

O **sistema de refrigeração** é realizado através de radiadores / trocadores de calor [1] por onde circulam o líquido isolante. Os radiadores são elementos utilizados nos transformadores, usualmente acima de 30KVA para dissipar todo o calor gerado pela parte ativa do transformador que se propaga através do óleo isolante. As elevações de temperatura do óleo e do enrolamento são normalizadas e devem ser limitadas para evitar a deterioração dos isolamentos de papel e do óleo. Conforme a variação de potência do transformador e das suas perdas, a área da superfície externa pode ser pequena e não o suficiente para dissipar todo o calor gerado pela parte ativa, dessa forma utiliza-se os radiadores com o intuito de aumentar a superfície de troca de calor (WEG, 2013).

4 Atividades Realizadas

Neste capítulo serão apresentados e analisados os resultados obtidos em campo, através de alguns dos ensaios elétricos de rotina comumente realizados em transformadores, bem como do ensaio dielétrico do óleo; previamente introduzidos no Capítulo 2 como parte das estratégias de manutenção adotadas pela empresa de forma a assegurar o nível apropriado de confiabilidade de operação de um transformador.

Os ensaios realizados seguem elencados:

- Ensaio de Resistência de Isolamento;
- Ensaio de Relação de Transformação;
- Ensaio Dielétrico do Óleo Isolante

Antes da aplicação dos ensaios, foi realizada uma inspeção visual no transformador, buscando falhas na pintura industrial, rachaduras, pontos desgastados, oxidações, vazamentos, dentre outros, não sendo encontrada nenhuma imperfeição neste quesito que influenciasse nos ensaios. Sendo estes guiados conforme diretrizes previstas em norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

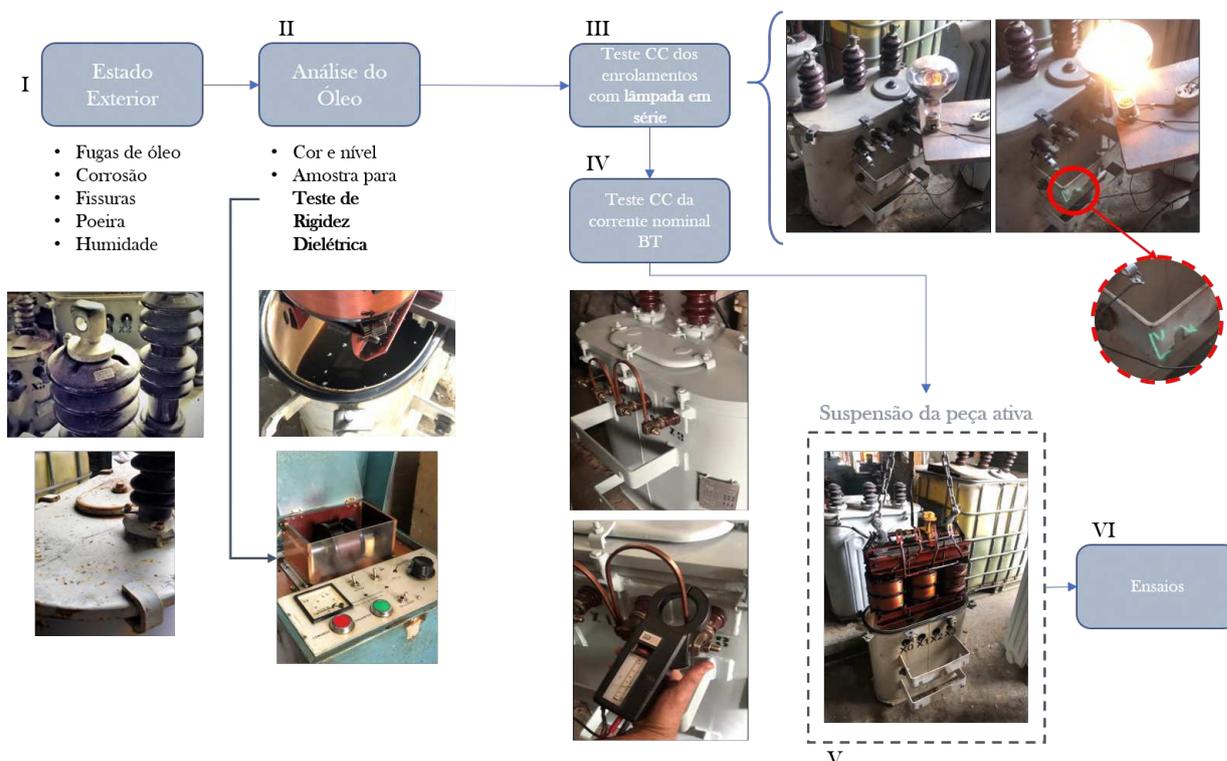
As principais normas da ABNT sobre transformadores de potência que deram suporte aos procedimentos realizados a seguir são as seguintes:

- ABNT NBR 5356-1 – Transformadores de potência – Parte 1: Generalidades;
- ABNT NBR 5356-2 – Transformadores de potência – Parte 2: Aquecimento;
- ABNT NBR 5356-3 – Transformadores de potência – Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar;
- ABNT NBR 5356-4 – Transformadores de potência – Parte 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores;
- ABNT NBR 5356-5 – Transformadores de potência – Parte 5: Capacidade de resistir a curto circuitos;
- ABNT NBR 5416 – Aplicação de cargas em Transformadores de potência – Procedimento;
- ABNT NBR 5440 – Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos;
- ABNT NBR 5458 – Transformadores de potência – Terminologia;

- ABNT NBR 7036 – Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência para distribuição, imersos em líquidos isolantes;
- ABNT NBR 7037 – Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral.

A prática comum é seguir o padrão de inspeção ilustrado no fluxograma da Figura 18 como parte de um processo ponto-a-ponto, estabelecido de acordo com as condições de funcionamento do transformador, elencando defeitos latentes ao nível de intervenção técnica de reparação.

Figura 18 – Fluxograma do ciclo de inspeção padrão para manutenção técnica de transformadores.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Os equipamentos de medição utilizados durante os procedimentos que seguem descritos neste capítulo são referenciados tecnicamente na Tabela 2.

Nos transformadores, iremos observar dois tipos principais de falha: Falhas de Material e Falhas Elétricas. As falhas de material consistem na degradação precoce dos materiais existentes nos transformadores, sendo as mais comuns: a oxidação do aço do tanque ou núcleo, a deterioração dos materiais de soldas, o desfibramento do papel e a deterioração dos demais isolantes sólidos. Nestes casos, ocorrerá a contaminação do líquido

Tabela 2 – Especificações técnicas dos equipamentos de medição utilizados

Equipamento	Marca	Especificação
Teste de Rigidez Dielétrica do Óleo	IOPE	Até 50kV
Megômetro à manivela	YOKOGAWA	- Tensão de teste 500V/1000Ω
Volt-Amperímetro Kew Snap 9 - 2409	Kyoritsu	- Analógico - Tensão máx. CA: 750V - Tensão máx. CC: 0V - Corrente máx. CA: 900A - Corrente máx. CC: 0A - True RMS: Não - 50/60Hz - 0 - 2kΩ
Filtro-Prensa para óleo isolante - MOD. 7x7/4F/JR	HS	- Torno automático - Vazão: 2.800litros/hora - Altura mín. do tanque de armazenamento do óleo: 1,5m

isolante pelos materiais degradados na forma de partículas sólidas ou de seus constituintes solúveis, alterando as propriedades do óleo.

Para fins de diagnóstico, o ciclo de manutenção corretiva inicia com uma análise do estado exterior do equipamento [I], no qual são registrados os acessórios externos que necessitam de reparos ou restauração: buchas AT/BT, válvulas de vedação, tanque principal e placa de identificação.

Na sequência, a análise do óleo [II] é o primeiro processo fundamental de investigação com influência direta na vida útil do transformador, por cumprir duas funções fundamentais no funcionamento do mesmo: refrigeração e isolamento elétrico. Em decorrência da constante solicitação elétrica, o óleo está sujeito a carbonização devido ao chaveamento nos comutadores, bem como a presença de impurezas (água e partículas sólidas em suspensão), que ocasionam descontinuidades e conseqüente deformação do campo elétrico existente no meio, dando origem a pequenas descargas parciais (Tópico 3.1.2). Este processo altera as propriedades isolantes do material, prejudicando o seu desempenho. Portanto, a coloração do óleo consiste em um indicador apropriado para as referidas anormalidades. Na Figura 19 é possível observar o registro de duas amostras de óleo coletados de um tanque de transformador 30kVA, antes e depois do processo de regeneração do mesmo, por filtragem (Figura 20).

Uma das propriedades regulamentadas em norma (ABNT.NBR6869, 1989), afim de assegurar as condições das características funcionais do isolamento dos transformadores, é a **rigidez dielétrica**. Sabendo que as partículas de impurezas em suspensão no líquido isolante irão atuar como uma partícula sólida não condutora, alterando o campo elétrico nas proximidades, infere-se que a rigidez dielétrica indica a presença de contaminantes. O Teste de Rigidez Dielétrica do óleo mineral (ABNT.NBR5356, 2007) prevê valores mínimos de referência para o campo elétrico que pode ser aplicado com segurança operacional e de preservação das características de isolamento do óleo isolante.

O teste é realizado obtendo-se o valor de tensão na qual ocorre uma ruptura do

Figura 19 – Amostras de óleo mineral antes e depois do processo de restauração por filtragem.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Figura 20 – Filtro-prensa para óleo isolante.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

fluido entre dois eletrodos posicionados no interior de uma cuba de material isolante em condições preestabelecidas. A Figura 21 mostra a cuba de medidor de rigidez dielétrica. A Tabela 3 mostra os valores recomendados para transformadores (ABNT.NBR5356, 2007).

Tabela 3 – Características do óleo mineral isolante, após contato com o equipamento

Características		Método do Ensaio	Unidade	Valores Garantidos		
				Mínimo	Máximo	
Tensão interfacial à 25°		ABNT NBR 6234	mN/m	40	-	
Teor de água	$U_n < 72,5kV$	ABNT NBR 5755	-	-	25	
	$U_n \geq 72,5kV$			-	25	
Rigidez Dielétrica	$U_n < 72,5kV$	ABNT NBR 6869	kV	30	-	
	$U_n < 72,5kV$	ABNT NBR IEC 60156		50	-	
	$U_n/he72,5kV$			70	-	
Fator de perdas dielétricas ou Fator de dissipação	à 100°	$U_n < 72,5kV$	%	-	0,90	
		$U_n \geq 72,5kV$		-	0,60	
	à 90°	$U_n < 72,5kV$		IEC 60247	-	0,70
		$U_n \geq 72,5kV$			-	0,50

Para as amostras de óleo na Figura 19, foram registrados os valores abaixo.

Na sequência, a prova de curtos-circuitos dos enrolamentos de um transformador é realizada com um teste simples de diagnóstico: Teste com lâmpada em série [III]. Que, tecnicamente, consiste de um circuito composto por uma carga resistiva (lâmpada incandescente) conectada em série com o enrolamento a ser inspecionado, este sujeito à tensão

Figura 21 – Ensaio de Rigidez Dielétrica.



(a) Cuba de medidor de rigidez dielétrica.



(b) Ensaio de Rigidez Dielétrica com amostra de óleo isolante.

Fonte: Elaborada pela própria autora

Tabela 4 – Teste de Rigidez Dielétrica do óleo isolante mineral antes e depois do processo de filtragem.

Tipo de Óleo	Rigidez Dielétrica /Não-Filtrado [kV]	Rigidez Dielétrica /Filtrado [kV]	Data de Fabricação do Transformador
A	22,00	42,00	JUN/2003

nominal de operação. O teste pode prover evidências diretas quanto ao estado interno do transformador no que diz respeito a possíveis falhas no isolamento, curto-circuito entre espiras, ou até mesmo de uma fase completa. Se existir curto-circuito no enrolamento primário ou mesmo no secundário (carrega o transformador e reflete no primário) a intensidade do brilho da lâmpada pode ser muita alta (Figura 22a) se comparada a de um transformador em bom estado, com um brilho visualmente menos intenso (Figura 22b). Além da intensidade do brilho, outros aspectos podem ser percebidos: ruído interno anormal e oscilação na emissão de luz da lâmpada.

Em máquinas estáticas, como os transformadores, estes ruídos normalmente dão indícios da ocorrência de arcos elétricos de partes em tensão para partes metálicas ligadas à terra ou entre partes em tensão. Na Figura 22 é mostrado a realização do teste com lâmpada série para um transformador de 30kVA, previamente referenciado. É possível notar a diferença de intensidade da lâmpada para duas fases diferentes sob teste. Ao abrir o equipamento (Figura 23), foi possível confirmar a suspeita da formação de um arco entre camadas da bobina X3 no lado de baixa (secundário). Um evento deste tipo é classificado como dano localizado e a reparação pode ser parcial (refazer ou substituir um enrolamento ou refazer um isolamento), a depender da avaliação técnica e econômica,

Figura 22 – Teste com lâmpada em série. Diferença de intensidade para ligação série com duas fases distintas, uma por vez.



(a) Lâmpada em série com fase X3.



(b) Lâmpada em série com fase X1.

Fonte: Elaborada pela própria autora

conforme aplicação final do equipamento.

Figura 23 – Núcleo do transformador trifásico com dano localizado no enrolamento secundário X3.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Finalmente, o último teste de diagnóstico direto é feito: Teste CC do lado de baixa. Semelhante ao procedimento empregado no Ensaio à Vazio, esse teste objetiva a busca por indícios de erros na característica de relação de transformação entre o primário e secundário do transformador quanto às grandezas nominais de operação segundo condição

de fábrica original. Anormalidades dos valores nominais podem dar indícios de erros no número de espiras, diferenças nas seções das barras ou até alterações na qualidade do cobre utilizado. A Figura 24 ilustra a realização do teste, no qual tem-se o lado de alta alimentado com tensão nominal e os terminais de baixa curto-circuitados entre si. A corrente em cada fase do secundário é medida em busca de compatibilidade com os dados de placa para a corrente nominal do referido lado.

Figura 24 – Teste CC do lado de baixa em transformador de 300kVA.



(a) Lado de Alta (enrolamento primário) sob tensão nominal. (b) Lado de Baixa (enrolamento secundário) em curto.

Fonte: Elaborada pela própria autora

4.1 Ensaios Elétricos

As características a serem consideradas para o transformador ensaiado, seguem na tabela abaixo:

Tabela 5 – Informações de Placa do Transformador T1 - 300kVA

Potência Nominal [kVA]	Tensões A.T [kV]	Tensões B.T [V]	Corrente A.T [A]	Corrente B.T [A]	Nº de derivações	Ligação	Tipo	Data de Fabricação	Massa total [kg]
300	13.8 à 12.6	380/220	456	12.6	4	Triângulo-Estrela	Aéreo Convencional	MAR/1992	985

4.1.1 Ensaio de Resistência de Isolamento

O ensaio de Resistência de Isolamento DC fornece informações sobre possíveis falhas na isolação dos enrolamentos, ou seja, da parte ativa para a massa ou de um enrolamento para o outro.

Neste ensaio são registrados:

- A resistência do isolamento de Alta para a Baixa, da Alta para a Terra e da Baixa para a Terra do transformador;

- Os terminais entre as quais é medida a resistência elétrica;
- A temperatura dos enrolamentos.

A resistência de isolamento é a medida da dificuldade oferecida à passagem de corrente pelos materiais isolantes. Seus valores se alteram com a umidade e com a sujeira – alterações da capacitância do isolamento, da resistência total, das perdas superficiais e da temperatura do material – constituindo-se em uma boa indicação da deterioração dos equipamentos elétricos provocada por estas causas. O ensaio consiste em aplicar no isolamento uma tensão em corrente contínua, com valores entre 500V e 10.000V. Isso provocará a circulação de um fluxo pequeno de corrente.

As variáveis que afetam a isolação de um transformador são, usualmente, sujeira, umidade, temperatura e danos mecânicos. Quaisquer desvios nestes quesitos podem ser tratados como influência direta na condição ideal de operação de um equipamento elétrico.

Materiais e Métodos

Para a medição da resistência de isolamento utiliza-se um instrumento denominado **megômetro**. Os megômetros atuais são analógicos ou digitais, mas podem ser manuais (ou seja, acionado por "manivela"). Neste ensaio foi utilizado um equipamento de medição manual (Tabela 2), conforme ilustrado na Figura 25a. Na medição devem ser curto circuitados os três terminais das fases do lado primário e do lado secundário. A Figura 26 provê um esquema de conexão para medida de resistência entre os enrolamentos de alta e baixa tensão.

Figura 25 – Ensaio de Resistência de Isolamento.



(a) Megômetro utilizado para medir Resistência de Isolamento DC.



(b) Conexão do equipamento ao transformador.

Fonte: Elaborada pela própria autora

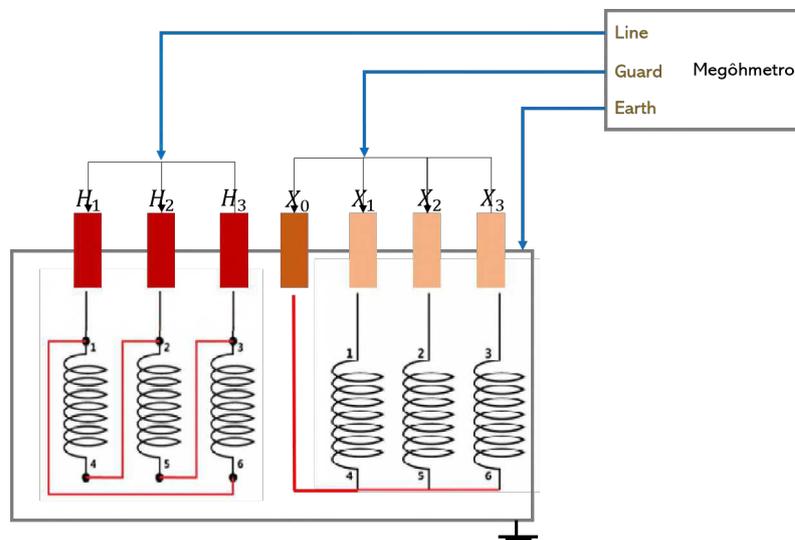
O valor da tensão de teste a ser aplicada no transformador depende da tensão

nominal do enrolamento em que se está realizando o ensaio. Conforme recomendação verificada na tabela 6 (ABNT.NBR5356, 2007).

Tabela 6 – Tensões de teste conforme a tensão nominal do equipamento.

Tensão do Transformador [V]	Tensão de Teste [Vcc]
Até 220V	500
220V à 4160V	1000
4.16 à 69kV	2500
Acima de 69kV	6000

Figura 26 – Diagrama esquemático conexão do equipamento ao transformador.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Pela norma da **ABNT NBR 7036-81**, a resistência mínima de isolamento de um transformador deve ser analisada à $75^{\circ}C$, em $M\Omega$, seguindo a seguinte fórmula:

$$R_M = \frac{k \cdot 2,65 \cdot V}{\sqrt{\frac{P}{f}}} \quad (4.1)$$

Onde:

- R_M - Resistência mínima de isolamento a $75^{\circ}C$, em $M\Omega$
- V – Tensão nominal do enrolamento sob ensaio, em kV ;
- P – Potência nominal do transformador, em kVA ;
- f – Frequência nominal, em Hz ;
- k – 3 para transformadores monofásicos; 1 para transformadores trifásicos.

Entretanto, como o ensaio não é realizado à 75°C , é necessário aplicar a correção da temperatura de ensaio para a temperatura de referência (75°C), conforme a fórmula da **ABNT NBR 7037**.

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = \frac{R_T}{2^A}, \text{ com } A = \frac{75^{\circ} - T}{10} \quad (4.2)$$

Onde:

- R_T - Resistência de isolamento na temperatura do ensaio;
- T - Temperatura do ensaio.

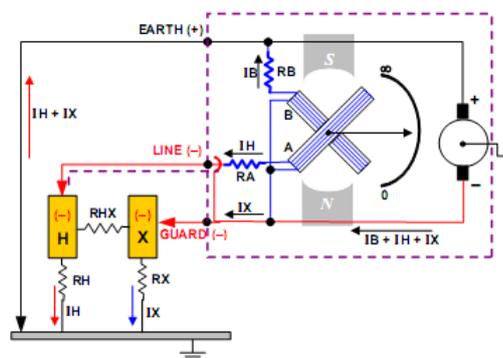
A Tabela 7, é baseada nas fórmulas anteriores.

Tabela 7 – Fatores de correção para determinação da resistência de isolamento mínima em temperaturas diferentes de 75°C - ABNT NBR 5356-1:2007.

Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]	Fator de Correção	Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]	Fator de Correção
20	45,3	27	27,9
21	42,2	28	26,0
22	39,4	29	21,3
23	36,8	30	22,6
24	34,3	31	21,1
25	32,0	32	19,7

A Figura 27 mostra o esquema de ligações para obtenção das leituras com megômetro analógico acionado por manivela.

Figura 27 – Esquema Simplificado para medição de Resistência de Isolamento CC .



Fonte: Manual de Ensaio Eletrobrás Eletronorte.

Após a conexão do equipamento (Figura 26) ao transformador, são realizados os registros de isolamento, idealmente, por um período de um minuto após o início da medição (ABNT.NBR5356, 2007).

Avaliação dos Resultados

Na Tabela 8 estão expostos os valores lidos no Megômetro:

Tabela 8 – Leitura do Ensaio de Resistência de Isolamento DC sem Correção de Temperatura para T1.

Tensão de Teste [V]	Leitura AT/BT [MΩ]	Leitura AT/MASSA [MΩ]	Leitura BT/MASSA [MΩ]
2000	5000	5000	2000

Calculando a resistência mínima esperada, de isolamento do transformador T1 em questão ($75^{\circ}C$), temos para o enrolamento $13.8kV$:

$$R_M = 16,35M\Omega$$

Para o enrolamento $380V$, temos:

$$R_M = 0,45M\Omega$$

Embora pareçam ser valores demasiado baixos, o fator de correção para avaliação da resistência de isolamento deve ser aplicado.

Aplicando a correção, temos:

Tabela 9 – Valores do Ensaio de Resistência de Isolamento DC com Correção de Temperatura para T1.

Tensão de Teste [V]	Leitura AT/BT [MΩ]	Leitura AT/MASSA [MΩ]	Leitura BT/MASSA [MΩ]
2000	221	221	88,49

Analisando os resultados, é possível visualizar uma isolação DC satisfatória para valores mínimos de resistência de isolamento previsto em norma.

4.1.2 Ensaio de Relação de Transformação pelo Método TTR

A (ABNT.NBR5356, 2007) estabelece que este ensaio deve ser realizado em todas as derivações, o que se constitui uma boa prática, principalmente na recepção do transformador. Observa-se que as tensões deverão ser sempre dadas para o transformador em vazio.

A citada norma admite uma tolerância igual ao menor valor entre 10% da tensão de curto-circuito ou $\pm 0,5\%$ do valor da tensão nominal dos diversos enrolamentos, se aplicada tensão nominal no primário. (ALMEIDA; PAULINO, 2012)

A seguir é apresentado o procedimento realizado no Ensaio de Relação de Transformação pelo Método do TTR *Transformer Turn Ratio*.

O ensaio tem como objetivo determinar a relação de transformação de um transformador a partir da medição da relação de tensão em vazio. O medidor de relação de transformação (**TTR 10S- Instrum**) é o instrumento utilizado para realizar as medições e para transformadores trifásicos deve-se levar em consideração o seu tipo de ligação. O equipamento pode ser visto na Figura 28.

Figura 28 – Medidor de relação de transformação **TTR 10S - Instrum**.



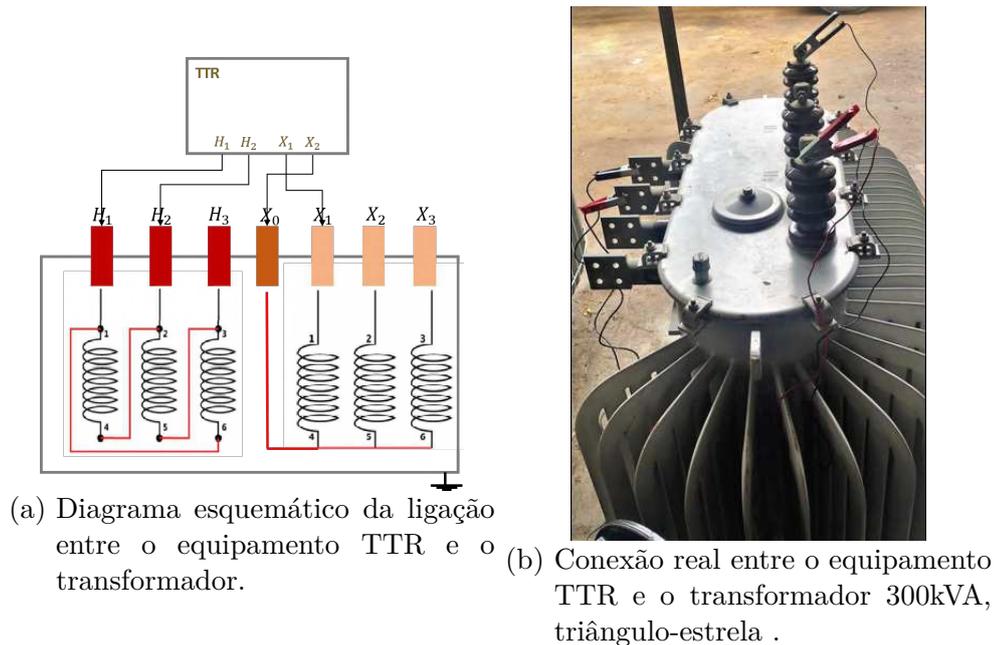
Fonte: Elaborada pela própria autora.

No caso da medição direta, a excitação é feita utilizando-se o enrolamento de baixa tensão como primário, sendo o valor da leitura, que será a relação de transformação, sempre maior que a unidade.

Os terminais X1 e X2 do TTR são conectados ao enrolamento de baixa tensão do transformador sob ensaio; e os terminais H1 e H2 do TTR ao enrolamento de alta tensão, sendo H1 ao terminal que corresponde a X1 e H2 ao outro terminal. (INSTRUTEMP, 2015)

Conforme demonstrado, por exemplo, para o caso do transformador em estudo, que é trifásico, com ligações triângulo-estrela, a excitação é feita entre um terminal e o neutro do enrolamento de baixa (Y) e os terminais H devem ser ligados aos terminais do enrolamento de alta correspondente (Figura 29).

Figura 29 – Ensaio de Relação de Transformação.



Fonte: Elaborada pela própria autora

Para se avaliar os resultados deve ser feito o cálculo do erro de relação de transformação conforme fórmula abaixo:

$$E(\%) = \frac{R_m - R_p}{R_p} \times 100\% \quad (4.3)$$

Onde:

- $E(\%)$ é o erro percentual;
- R_m é a relação medida, ou seja, o resultado do teste;
- R_p é a relação teórica ou relação nominal do transformador (placa).

Avaliação dos resultados

Seguindo as recomendações da norma supracitada no início desta seção, foi realizado a leitura para cada derivação do transformador. Os resultados das relações de tensão obtidas no ensaio e o erro apresentado destas com relação aos valores de fábricas, calculados pelas informações da placa, são fornecidos na Tabela 10.

Comparando os valores obtidos nas leituras com os valores fornecidos pelo fabricante, observa-se que a diferença entre eles é muito pequena, e está dentro da faixa de erro máximo admitido para este tipo de ensaio. Portanto, podemos perceber que os enrolamentos do Transformador estão com suas características de fábrica preservadas, e o mesmo apresenta resultado satisfatório para o teste de relação de tensão.

Tabela 10 – Resultado das medições de Relação de Transformação

Posição do Comutador	Tensão AT [V]	Tensão BT [V]	Relação Calculada	Relação Medida entre os Terminais			Erro [%]
				H1-X0/X1-X2	H2-X0/X2-X3	H3-X0/X3-X1	
1	13800	380	62,90	62,73	62,75	62,73	0,25
2	13200	380	60,16	60,17	60,18	60,19	0,033
3	12600	380	57,43	57,43	57,44	57,43	0,0058
4	12000	380	54,69	54,71	54,71	54,73	0,049

Nota: Erro máximo permitido +/- 0,5.
Identificação do Equipamento Utilizado: TTR10S.

Nota: Os demais ensaios realizados pela Power Eletric, referidos na Seção 2 e que não constam descritos neste trabalho, não puderam ser realizados. Pois o Laboratório de Alta Tensão localizado nas dependências da antiga fábrica Vijai, na cidade de João Pessoa, o qual é colaborador da empresa, encontra-se com atividades suspensas, considerando a situação de calamidade pública provocada pela pandemia de COVID-19 e a necessidade de preservar a saúde coletiva.

Para fins de verificação, foi anexado (ANEXO A) um exemplar de um modelo completo do Relatório de Ensaio de Transformador, emitido pela Power Eletric, quando da autenticação do funcionamento do transformador condizente com as características de projeto original e, portanto, garantia de desempenho satisfatório de suas funcionalidades operacionais.

5 Considerações Finais

As atividades que foram designadas para o período de estágio foram realizadas com êxito, e durante esse tempo foi possível adquirir bastante conhecimento na área de Máquinas Elétricas, como também de Instrumentação Eletrônica, Materiais Elétricos, Administração e Engenharia Econômica.

O ambiente da Power Eletric foi muito propício para a realização das atividades, profissionalmente e socialmente, provendo o bem-estar do colaborador, o que contribui bastante para a constância na motivação de realização das atividades. O empreendedorismo também foi um tópico de destaque durante a estadia na unidade administrativa da empresa, que é um exemplo de sucesso no mercado em que atua. Tendo conquistado a confiança de grandes parceiros, como a Alpargatas, Banco do Brasil e órgãos públicos do governo (prefeituras e hospitais). Em uma história que soma experiência por mais de 25 anos.

Noções de logística e gestão foram de grande contribuição para o desenvolvimento de uma perspectiva crítica no que diz respeito ao mercado nacional quando da aplicação das competências de engenharia da formação em vigência.

Durante o período de estágio, foram utilizados diversos conceitos das disciplinas do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande. As principais disciplinas que foram cursadas e foram utilizadas nesse período foram: Circuitos Elétricos II, Materiais Elétricos, Sistemas Elétricos, Instrumentação Eletrônica, Máquinas Elétricas e os Laboratórios correspondentes. Disciplinas de gestão como Administração e Economia também foram retomadas nos momentos de tomada de decisão e análise de mercado, para decisões inteligentes no que diz respeito ao custo-benefício de certas estratégias econômicas; inerentes do ramo empresarial.

Referências

- ABNT.NBR5356. Associação brasileira de normas técnicas - **NBR** 5356-1:2007: Transformadores de potência parte 1: Generalidades. 2007. Citado 6 vezes nas páginas 23, 27, 28, 33, 34 e 35.
- ABNT.NBR5440. Associação brasileira de normas técnicas - **NBR** 5440: Transformadores para redes aéreas de distribuição - requisitos. v. 3ed, 2014. Citado na página 7.
- ABNT.NBR6869. Associação brasileira de normas técnicas - **NBR** 6869:1989: Líquidos isolantes elétricos - determinação da rigidez dielétrica (eletrodos de disco). 1989. Citado na página 27.
- ALMEIDA, A. T. L.; PAULINO, M. E. C. Manutenção de transformadores de potência. curso de especialização em manutenção de sistemas elétricos. Unifei, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 35.
- GTA2.05. Guia de manutenção para transformadores de potência - cigré brasil. Cigré. Citado na página 23.
- INSTRUTEMP. Manual de instruções: Medidor digital de relação de transformação ittr 2000r. 2015. Citado na página 36.
- UMANS, S. D. *Fitzgerald Kingsley's Electric Machinery. Computer Applications in Power*, The McGraw-Hill Global Education Holdings, v. 7, p. 63–87, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 9, 10 e 12.
- WEG. Características e especificações de transformadores de distribuição e força. 2013. Citado na página 24.

Anexos

ANEXO A – Modelo de Relatório de Ensaio de Transformador - Power Electric.

POWER ELETRIC SERVIÇOS LTDA

Rua Mestre Humberto, 10-Box 10
Distrito dos Mecânicos- Campina Grande - PB
Fone: (83)3341-1985
CNPJ: 00.687.853/0001-43

RELATÓRIO DOS ENSAIOS DE TRANSFORMADOR

ENSAIO DE ROTINA DO TRANSFORMADOR COM AS CARACTERÍSTICAS ABAIXO:

NÚMERO: 52987	FREQUÊNCIA [Hz]: 60	CORRENTE A.T. [A]: 12,55
POTÊNCIA [kVA]: 300	TENSÕES A.T. [kV]: 13,8 a 12,6	CORRENTE B.T. [A]: 455,8
FASES: 3	TENSÕES B.T. [V]: 380/220	DATA DE FABR.: 08/1987
LIGAÇÃO: Triângulo/Estrela	DERIVAÇÕES: 3	ESTADO: USADO
TIPO: Aéreo Convencional	A.T. LIGADA EM [kV]: 13,8	MASSA [kg]: 1041
MODELO:	B.T. LIGADA EM [V]: 380	MARCA: WEG

ENSAIO DE RESISTÊNCIA DOS ENROLAMENTOS

H1H2: 7,07 [OHMS]	X1X2: 4,80 [mOHMS]
H1H3: 7,07 [OHMS]	X1X3: 4,80 [mOHMS]
H2H3: 7,06 [OHMS]	X2X3: 4,72 [mOHMS]

DESLOCAMENTO ANGULAR

Deslocamento Angular : 30 Graus

TEMPERATURA AMBIENTE [°C]: 30,0

RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO

LEITURA AT/BT [MOHMS]:	5000
LEITURA AT/MASSA [MOHMS]:	5000
LEITURA BT/MASSA [MOHMS]:	5000
TENSÃO DO MEGÔMETRO [V]:	2000

TENSÃO APLICADA

AT/BT À MASSA[kV]:	25,5
BT/AT À MASSA[kV]:	7,5
FREQUÊNCIA[Hz]:	60
TEMPO DO ENSAIO[s]:	60

ENSAIO DE RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO

TAP [V]:	13800	13200	12600	12000
FASE 1 :	62,73	60,17	57,43	54,71
FASE 2 :	62,75	60,18	57,44	54,71
FASE 3 :	62,73	60,19	57,43	54,73
ERRO [%]:				

TENSÃO INDUZIDA

TENSÃO INDUZIDA [V]:	760
FREQUÊNCIA[Hz]:	120
TEMPO DE ENSAIO[s]:	60
MÉTODO DE ENSAIO :	NORMAL

ENSAIO A VAZIO

TENSÃO DO ENSAIO [V]:	380
CORRENTE DE EXCITAÇÃO [A]:	7,43
CORRENTE DE EXCITAÇÃO [%]:	1,63
PERDAS EM VAZIO [W]:	940

ENSAIO DE CURTO CIRCUITO

CORRENTE DE CURTO CIRCUITO[A]:	12,55
TENSÃO DE CURTO CIRCUITO [V]:	403,88
POTÊNCIA DE CURTO CIRCUITO [W]:	3919
TEMPERATURA AMBIENTE [°C]:	30,0

VALORES CORRIGIDOS A 75°C

PERDAS NO COBRE [W]:	3530
PERDAS TOTAIS [W]:	4470
RENDIMENTO A PLENA CARGA [%]:	98,20
IMPEDÂNCIA DE CURTO CIRCUITO [%]:	4,57

ENSAIO DO ÓLEO ISOLANTE

TIPO DO ÓLEO:	B
VOLUME [L]:	210
RIGIDEZ DIELÉTRICA [kV]:	42,00

OBSERVAÇÕES

CLIENTE:

O.S. Nº:100.110620

RESPONSÁVEL PELO ENSAIO

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL

DATA