



UNIVERSIDADE DO SUL DE SANTA CATARINA

ISMAEL SOUSA

RAFAEL PAULO DOS SANTOS

**DIAGNÓSTICO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE
ENSAIOS DE CAMPO**

Palhoça

2012

ISMAEL SOUSA
RAFAEL PAULO DOS SANTOS

**DIAGNÓSTICO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE
ENSAIOS DE CAMPO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica Telemática, da
Universidade do Sul de Santa Catarina,
como requisito parcial à obtenção do título
de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Roberto Francisco Coelho, M.Eng.

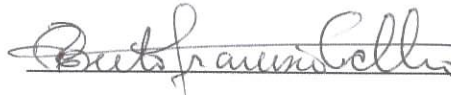
Palhoça
2012

ISMAEL SOUSA
RAFAEL PAULO DOS SANTOS

DIANÓSTICO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE ENSAIOS
DE CAMPO

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado à obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica Telemática da Universidade do Sul de Santa Catarina.

Palhoça, 03 de Dezembro de 2012.



Prof. Roberto Francisco Coelho, M.Eng. - Professor Orientador
Universidade do Sul de Santa Catarina



Prof. Emerson Barbosa da Silva, Eng.
Universidade do Sul de Santa Catarina



Dilney Cesar Bitencourt Pereira Júnior, Eng.
Eletrobras Eletrosul

RESUMO

Transformadores são elementos de vital importância em sistemas elétricos de potência. Sua eventual falha pode trazer grandes transtornos para as concessionárias de energia e seus consumidores. Por este motivo é necessário o estudo de técnicas que possam diagnosticar defeitos em tais equipamentos, possibilitando que falhas inesperadas possam ser evitadas. Este trabalho aborda, inicialmente, a teoria necessária para a compreensão do funcionamento dos transformadores, dando ênfase aos transformadores de potência e facilitando, assim, a compreensão dos ensaios e testes que podem ser realizados. São detalhados os ensaios realizados em campo para detecção de defeitos em transformadores de potência que, além de indicar pequenos problemas, que podem evoluir para uma falha, também podem determinar a extensão de danos causados nos equipamentos analisados. Os resultados dos ensaios em campo são, normalmente, utilizados como parâmetro para decidir sobre o retorno ou não do equipamento à operação. Um estudo de caso é utilizado como forma de comprovar a aplicabilidade dos ensaios de campo na detecção de defeitos.

Palavras-chave: Transformadores. Ensaio de campo.

ABSTRACT

Transformers are vital elements in the electric power systems. Its eventual failure is commonly associated with several problems on the power system and their consumers. Thus, it is necessary to study techniques for diagnose faults in such equipment, avoiding unexpected failures. Initially, this paper discusses about the theory necessary for understanding how a transformer works, emphasizing the power transformers, whose tests are achieved for improving their performance and reducing possible failures. Some field tests, accomplished in order to detect failure in power transformers are detailed, targeting from small problems to hard faults. In addition, these tests may determine the extension of the breakdown on the device under analysis. The results obtained from field tests are commonly employed as parameters to decide if the power transformer returns to operation or not. A case of study is presented for validate the applicability of the field tests on the power transformer failure detection.

Key Words: Transformers. Field tests.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 - Anel de ferro utilizado nas experiências de Faraday.....	13
Figura 1.2 - Transformador de Stanley.....	14
Figura 2.1 - Transformador elementar.....	18
Figura 2.2 – Transformador ideal	19
Figura 2.3 - Correntes parasitas.....	21
Figura 2.4 - Laço de histerese.....	22
Figura 2.5 - Fluxo disperso.....	23
Figura 2.6 - Circuito equivalente do transformador monofásico	25
Figura 2.7 - Circuito referido ao enrolamento primário	25
Figura 2.8 - Transformador trifásico	26
Figura 2.9 - Ligações transformadores trifásicos.....	28
Figura 3.1 - Vista das chapas de um núcleo real	32
Figura 3.2 - Núcleo tipo envolvido	33
Figura 3.3 - Núcleo tipo envolvente.....	34
Figura 3.4 - Enrolamento real de um transformador de potência	35
Figura 3.5 - Funcionamento do CDC.....	38
Figura 3.6 - Vista em corte dos enrolamentos.....	39
Figura 3.7 - Vista em corte de um transformador de potência típico	40
Figura 3.8 - Processo de troca de calor por convecção	43
Figura 3.9 - Bucha tipo não-capacitiva	45
Figura 3.10 - Bucha tipo capacitiva	46
Figura 3.11 - Deformação radial no enrolamento do transformador.....	49
Figura 3.12 - Deformação axial no enrolamento do transformador	50
Figura 4.1 - Ponte de Wheatstone.....	52
Figura 4.2 - Ponte de Kelvin	53
Figura 4.3 - Método da queda de tensão	54
Figura 4.4 – Medição da conexão estrela sem neutro acessível.....	54
Figura 4.5 - Medição da resistência com ligação triângulo.....	55
Figura 4.6 - Impedâncias do transformador monofásico	57
Figura 4.7 - Transformador trifásico Delta-Estrela.....	59
Figura 4.8 - Método dos dois voltímetros	60
Figura 4.9 - Circuito simplificado do TTR	61

Figura 4.10 - Diagrama fasorial do transformador Dy1	62
Figura 4.11 - Componentes da corrente de excitação.....	63
Figura 4.12 - Circuito usado no ensaio de corrente de magnetização	64
Figura 4.13 - Circuito equivalente no ensaio de curto-circuito.....	65
Figura 4.14 - Circuito utilizado no ensaio de impedância de curto-circuito.....	67
Figura 4.15 - Circuito equivalente real do isolamento do transformador com uma tensão CA aplicada	70
Figura 4.16 - Diagrama fasorial de um sistema de isolação real.....	71
Figura 4.17 - Esquema das capacitâncias entre os enrolamentos	72
Figura 4.18 - Circuito de medição através da ponte Schering.....	73
Figura 4.19 - Circuito de medição do método de volt-ampère e perdas em watt	74
Figura 4.20 – Distribuição da corrente elétrica em 60 Hz em condutor circular	77
Figura 4.21 – Distribuição da corrente elétrica em 550 Hz em condutor circular	77
Figura 4.22 – Distribuição da corrente elétrica em 100 kHz em condutor circular.....	77
Figura 4.23 - Diagrama fasorial da reatância e resistência de isolamento	78
Figura 4.24 - Tipos de polarização	80
Figura 4.25 - Molécula de água em um campo elétrico.....	80
Figura 4.26 - Representação das capacitâncias de uma bucha.....	82
Figura 4.27 - Disposição das capacitâncias na bucha	83
Figura 4.28 - Circuito esquemático do medidor de resistência de isolamento	84
Figura 4.29 - Circuito equivalente real do isolamento do transformador com uma tensão CC aplicada.....	85
Figura 4.30 - Esquema simplificado das resistências entre enrolamentos.....	85
Figura 4.31 - Decrescimento da corrente de carga	86
Figura 4.32 - Decrescimento da corrente de absorção dielétrica	87
Figura 5.1 - Curto-circuito no núcleo do transformador	102
Figura 5.2 - Deformação e deslocamento da bobina do transformador	102

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 - Resistência ôhmica em função da frequência	68
Gráfico 4.2 - Comportamento do FP com variação de frequência.....	79
Gráfico 4.3 - Comportamento do FP com umidade e variação de frequência.....	81
Gráfico 5.1 - Indutância do enrolamento primário em função da frequência	99
Gráfico 5.2 - Resistência do enrolamento primário em função da frequência	100
Gráfico 5.3 - Indutância do enrolamento secundário em função da frequência	100
Gráfico 5.4 - Resistência do enrolamento secundário em função da frequência.....	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1- Classificação das potências dos transformadores de potência.....	31
Tabela 3.2 - Letras designadas aos enrolamentos.....	36
Tabela 3.3 - Grupos de ligações possíveis	36
Tabela 4.1 - Temperaturas de referência	56
Tabela 4.2 - Temperaturas de referência para correção do FP.....	75
Tabela 4.3 - Avaliação da capacitância em buchas	83
Tabela 4.4 - Avaliação do fator de potência em buchas.....	84
Tabela 4.5 - Valores mínimos de resistência de isolamento	88
Tabela 4.6 - Condição do isolamento em função dos IP e IA.....	90
Tabela 5.1 - Dados do transformador.....	92
Tabela 5.2 - Ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos primário	93
Tabela 5.3 - Ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos secundários	94
Tabela 5.4 - Ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos terciários.....	94
Tabela 5.5 - Ensaio de relação de transformação.....	95
Tabela 5.6 - Ensaio de corrente de excitação	96
Tabela 5.7 - Ensaio de resistência de isolamento	97
Tabela 5.8 – Ensaio de resistência de isolamento do núcleo.....	97
Tabela 5.9 - Ensaio de fator de potência de isolamento	98
Tabela 5.10 - Ensaio de impedância de curto-circuito (enrolamento de AT).....	99
Tabela 5.11 - Ensaio de impedância de curto-circuito (enrolamento de BT).....	100

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	TEMA.....	15
1.2	JUSTIFICATIVA.....	15
1.3	OBJETIVO	15
1.3.1	Objetivo geral.....	15
1.3.2	Objetivos específicos.....	16
1.4	METODOLOGIA DE PESQUISA.....	16
1.5	ESTRUTURA DO PROJETO.....	16
2	TRANSFORMADORES	18
2.1	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	18
2.1.1	Transformador monofásico ideal.....	19
2.1.2	Perdas no transformador.....	20
2.1.2.1	Perdas no ferro.....	21
2.1.2.2	Perdas no cobre	22
2.1.2.3	Fluxo disperso	23
2.1.3	Transformador real e representação do circuito equivalente	23
2.2	TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....	26
2.2.1	Conexões dos enrolamentos.....	27
3	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA	30
3.1	ASPECTOS CONSTRUTIVOS.....	31
3.1.1	Núcleo.....	31
3.1.1.1	Núcleo tipo envolvido.....	33
3.1.1.2	Núcleo tipo envolvente	33
3.1.2	Enrolamentos.....	34
3.1.2.1	Tipos de ligações.....	36
3.1.3	Comutadores	37

3.1.3.1	Comutador de derivação sem carga ou sem tensão (CDST)	37
3.1.3.2	Comutador de derivação em carga (CDC)	37
3.1.4	Estrutura de sustentação.....	39
3.1.5	Isolamento.....	40
3.1.5.1	Isolação por papel	41
3.1.5.2	Líquido isolante	42
3.1.6	Buchas.....	44
3.1.6.1	Buchas não-capacitivas	44
3.1.6.2	Buchas capacitivas	45
3.1.7	Acessórios de proteção intrínseca	47
3.1.7.1	Relé buchholz	47
3.1.7.2	Relé de fluxo.....	48
3.1.7.3	Dispositivo de alívio de pressão	48
3.2	DEFEITOS E FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	49
4	ENSAIOS UTILIZADOS NA DETECÇÃO DE FALHAS.....	51
4.1	ENSAIO DE RESISTÊNCIA ELÉTRICA DOS ENROLAMENTOS	51
4.1.1	Método de ponte	52
4.1.2	Método da queda de tensão	53
4.1.3	Valor da resistência ôhmica para enrolamentos conectados em estrela sem neutro acessível.....	54
4.1.4	Valor da resistência ôhmica para enrolamentos conectados em triângulo	55
4.1.5	Correção dos resultados para a temperatura de referência.....	56
4.2	ENSAIO DE RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO.....	57
4.2.1	Método do voltímetro	60
4.2.2	Método do transformador de referência de relação variável.....	60
4.2.2.1	Utilização do TTR em transformadores trifásicos	61
4.2.3	Valores limites	62

4.3	ENSAIO DE CORRENTE DE EXCITAÇÃO COM TENSÃO REDUZIDA	62
4.4	IMPEDÂNCIA DE CURTO-CIRCUITO E REATÂNCIA DE DISPERSÃO	65
4.5	FATOR DE POTÊNCIA DE ISOLAMENTO	69
4.5.1	Método ponte Schering	73
4.5.2	Método volt-ampère e perdas em watt.....	73
4.5.3	Critério de avaliação do fator de potência de isolamento	74
4.5.4	Influência da temperatura no FP	75
4.5.5	Influência da frequência no FP.....	76
4.5.5.1	Efeito pelicular	76
4.5.5.2	Reatância capacitiva de isolamento	78
4.5.5.3	Composição entre resistência e reatância de isolamento.....	78
4.5.5.4	Perdas por efeito de polarização no FP.....	79
4.5.6	Fator de potência em buchas	82
4.6	RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO.....	84
4.6.1	Corrente de carga capacitiva.....	86
4.6.2	Corrente de absorção dielétrica.....	86
4.6.3	Corrente de dispersão ou de fuga.....	87
4.6.4	Critério de avaliação da resistência de isolamento.....	87
4.6.5	Índice de polarização e absorção.....	89
5	ESTUDO DE CASO – ANÁLISE DOS ENSAIOS REALIZADOS EM UM TRANSFORMADOR APÓS A OCORRÊNCIA DE UM CURTO-CIRCUITO	92
5.1	DADOS DO TRANSFORMADOR.....	92
5.2	ENSAIO DE RESISTÊNCIA ELÉTRICA DOS ENROLAMENTOS	93
5.3	ENSAIO DE RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO.....	94
5.4	ENSAIO DE CORRENTE DE EXCITAÇÃO COM TENSÃO REDUZIDA	95
5.5	ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO	96
5.6	ENSAIO DE FATOR DE POTÊNCIA DE ISOLAMENTO.....	98

5.7	ENSAIOS DE IMPEDÂNCIA DE CURTO-CIRCUITO E REATÂNCIA DE DISPERSÃO	98
5.8	CONCLUSÕES DO ESTUDO DE CASO	101
6	CONCLUSÃO.....	103
	REFERÊNCIAS.....	105

1 INTRODUÇÃO

O primeiro transformador foi desenvolvido no início do século XIX, quando em 1831, Michael Faraday, através de experiências práticas, descobriu que enrolando duas bobinas sobre um anel de ferro, separando-as entre si, e submetendo uma delas a uma tensão em corrente contínua, induzia tensão também na outra bobina, entretanto, por um curto intervalo de tempo. Mediante o resultado obtido, Faraday percebeu que para que a tensão induzida se tornasse constante, era necessário variar constantemente o fluxo magnético entre ambas as bobinas ou, em outras palavras, variar o campo magnético aplicado à primeira bobina. Com base nesta experiência, Michael Faraday inventou o primeiro transformador, chamado de anel de Faraday, apresentado na Figura 1.1. (DIAS; MARTINS, 2004).

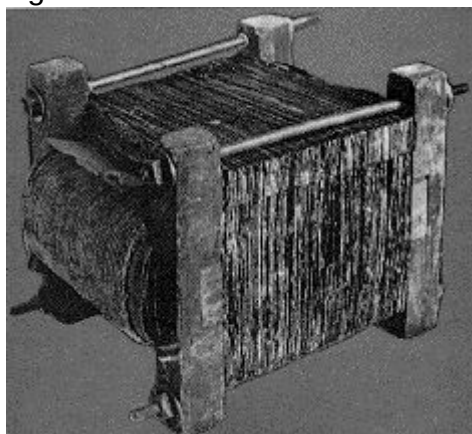
Figura 1.1 - Anel de ferro utilizado nas experiências de Faraday



Fonte: DIAS; MARTINS, 2004.

Por volta de 1876, deu-se início a guerra das correntes, como ficou conhecida a disputa entre Thomas Edson e George Westinghouse Jr. pelos métodos de transmissão de energia em corrente contínua ou alternada, respectivamente. Em 1885, após aperfeiçoamentos dos experimentos realizados por Michael Faraday, William Stanley foi encarregado por George Westinghouse, a partir da obtenção da patente comprada de Lucien Galard e de John Dixon Gibbs (inventores do transformador para sistema de potência em corrente alternada), a construir o primeiro transformador comercial da história, conforme ilustra a Figura 1.2. (GUIMARÃES, 2009).

Figura 1.2 - Transformador de Stanley



Fonte: PAULINO, 2011a.

Atualmente, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) está em permanente crescimento. Devido ao fato de impactar diretamente na qualidade de vida dos consumidores finais, (ANEEL, 2011), a confiabilidade necessária para seu funcionamento deve ser um ponto a ser considerado. Neste sistema, o transformador de potência tem um papel fundamental, uma vez que é responsável pela interligação de diversos equipamentos, que operam em diferentes níveis de tensão, desde a geração até o consumo.

Mediante as infindáveis aplicações e formas construtivas, o transformador pode ser diferenciado entre transformador de pulso, transformador de defasagem, transformador isolador, transformador de potência, transformador de potencial e transformador de corrente. Contudo, o transformador de potência é o equipamento com maior importância para a transmissão e distribuição de energia, sendo, portanto, alvo da presente pesquisa.

Com o forte crescimento dos centros de consumo, (EPE, 2011), a exigência por melhorias na qualidade da energia elétrica torna-se cada vez maior. Por outro lado, os transformadores de potência, em muitos casos, acabam por ser solicitados além de sua potência nominal, operando sobrecarregados, o que diretamente impacta na redução da vida útil.

Ressalta-se que a falha de um transformador no SIN reflete-se de forma relevante, principalmente para as concessionárias de energia elétrica. As causas dos diversos tipos de falhas podem acarretar, além da perda do equipamento, multas impostas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Porém, as consequências podem ir além das concessionárias, afetando, em muitos casos, os

consumidores, trazendo-lhes prejuízos econômicos devido à dependência e interrupção do serviço de energia.

Mediante o elevado custo de um transformador de potência, as falhas nestes equipamentos, oriundas de diversos fatores, devem ser investigadas de maneira a minimizar manutenções corretivas, visando à brevidade da recolocação do transformador em operação e possibilitando a redução dos custos associados.

Perante o exposto, torna-se imprescindível a realização de ensaios de recebimento, quando novos e, principalmente, após a falha, para que seja possível obter um quadro comparativo entre ensaios e facilitar a localização do problema com mais agilidade.

1.1 TEMA

O trabalho tem como tema a demonstração das técnicas utilizadas na detecção de falhas em transformadores de potência.

1.2 JUSTIFICATIVA

Com as exigências do mercado e da agência reguladora, a busca por maior confiabilidade dos transformadores de potência é cada vez mais enfatizada. Contudo, para que isto se torne possível, é necessário um diagnóstico dos equipamentos em operação. Perante tal necessidade, este trabalho apresenta uma abordagem referente aos transformadores monofásicos e trifásicos de potência, segundo a qual, os métodos para diagnósticos em campo são detalhados.

1.3 OBJETIVO

1.3.1 Objetivo Geral

Descrever as ferramentas e técnicas utilizadas em campo, para diagnóstico de problemas em transformadores de potência.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Apresentar de forma detalhada todo o funcionamento de um transformador, modelando, equacionando e analisando seus parâmetros;
- Entender os métodos e motivos do diagnóstico do transformador através de seus ensaios de comissionamento e ensaios pós-falha realizados em campo;
- Comprovar a eficácia das técnicas utilizadas em campo na detecção de falhas em transformadores de potência, aplicando a teoria apresentada em um caso real.

1.4 METODOLOGIA DE PESQUISA

Para se alcançar os objetivos da pesquisa, as etapas abaixo serão adotadas:

- I. Detalhar o funcionamento do transformador;
- II. Equacionar seus parâmetros;
- III. Apresentar os aspectos construtivos de um transformador de potência;
- IV. Descrever os ensaios realizados em campo, utilizados para o diagnóstico nos transformadores de potência;
- V. Apresentar um caso real onde os ensaios de campo ajudaram na detecção de um defeito em um transformador de potência.

1.5 ESTRUTURA DO PROJETO

Este trabalho está dividido em seis capítulos, sendo o primeiro destinado à introdução, subdividido em tema, justificativa, objetivo e metodologia de pesquisa. Todos os tópicos são tratados de maneira breve.

O segundo capítulo apresenta uma modelagem e equacionamento de todo funcionamento dos transformadores monofásicos e trifásicos, abordando os

modelos ideal e real, no qual são consideradas as devidas perdas no cobre, ferro, e outros.

O terceiro capítulo é dedicado ao estudo dos transformadores de potência, destinados ao processamento de grande quantidade de energia. Apresenta os aspectos construtivos, tais como núcleo, enrolamentos, tipos de fluidos dielétricos, acessórios intrínsecos, bem como dos possíveis tipos de falhas que podem ocorrer por fatores adversos, ocasionando em perdas parciais ou total do equipamento.

O quarto capítulo descreve as técnicas usuais que as equipes de manutenção utilizam para fazer um diagnóstico nos transformadores.

O quinto capítulo apresenta um estudo de caso, onde os ensaios realizados em campo ajudaram na detecção de uma falha em um transformador de potência.

Por fim, no sexto capítulo, serão abordadas as considerações finais e conclusões.

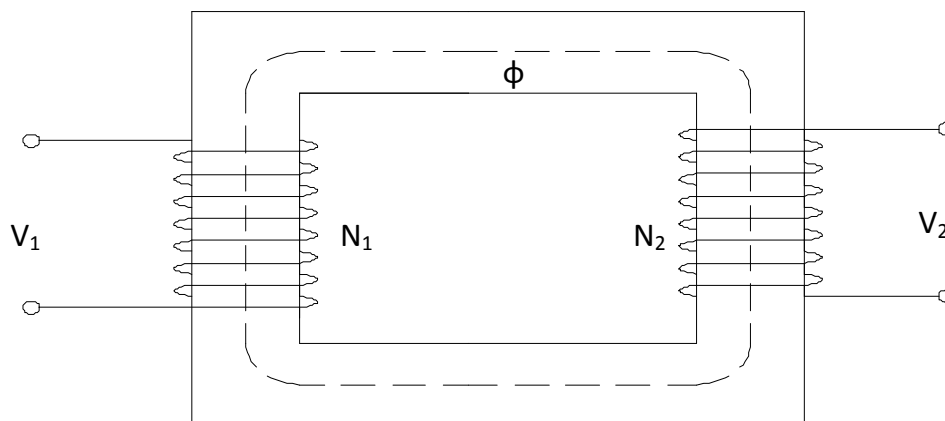
2 TRANSFORMADORES

O transformador é uma máquina elétrica basicamente constituída de um enrolamento primário, um enrolamento secundário e um caminho otimizado para o fluxo magnético, chamado de núcleo. (NASCIMENTO, 2011).

O princípio de funcionamento de um transformador baseia-se nos fundamentos do eletromagnetismo, estudados principalmente por Faraday, conforme descrito no capítulo 1. Estes estudos mostram que um campo magnético variável produz um fluxo magnético variável, que é responsável pelo surgimento de uma corrente elétrica induzida. Estes são fenômenos de mútua indução entre dois circuitos eletricamente isolados, mas magneticamente ligados. (NASCIMENTO, 2011).

Ao alimentar o primário do transformador elementar mostrado na Figura 2.1 com tensão alternada V_1 , ele produzirá um fluxo magnético variável ϕ que circulará pelo núcleo de aço. Este fluxo, ao circular pelo interior do enrolamento secundário, provocará o surgimento de uma tensão alternada V_2 neste enrolamento, oriunda da indução magnética. (NASCIMENTO, 2011).

Figura 2.1 - Transformador elementar



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

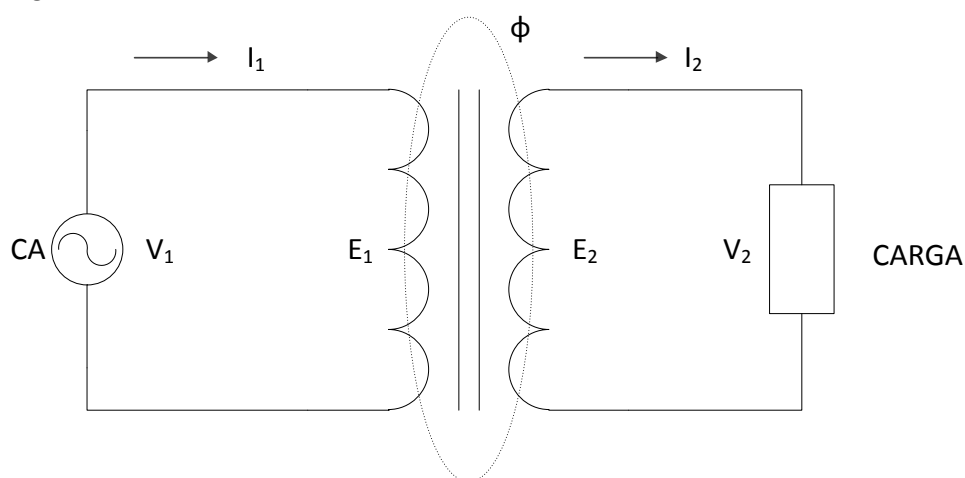
2.1 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Será apresentado, nas seções seguintes, o equacionamento de um transformador monofásico, para a compreensão de seu funcionamento.

2.1.1 Transformador monofásico ideal

O funcionamento de um transformador monofásico pode ser compreendido inicialmente pela análise de um transformador ideal. Neste transformador é desconsiderado qualquer tipo de perda, ou seja, não há fluxo de dispersão, as resistências ôhmicas dos enrolamentos são nulas e as perdas no ferro (núcleo) são ignoradas. (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

Figura 2.2 – Transformador ideal



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Em um transformador ideal, como o mostrado na Figura 2.2, quando uma tensão V_1 é aplicada aos terminais do primário, um fluxo ϕ é estabelecido no núcleo, de modo que a força eletromotriz induzida E_1 torna-se igual à tensão V_1 aplicada, conforme (2.1). (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

$$V_1 = E_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

O fluxo magnético ϕ que circula no núcleo, produz também no enrolamento secundário uma força eletromotriz E_2 e uma tensão V_2 nos terminais deste enrolamento, conforme (2.2). (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

$$V_2 = E_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.2)$$

Da razão entre (2.1) e (2.2), tem-se (2.3):

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = K \quad (2.3)$$

A grandeza K é chamado de relação de transformação. Portanto, um transformador ideal transforma tensões de acordo com a razão direta entre o número de espiras de seus enrolamentos. Quando uma carga é conectada ao enrolamento secundário, uma corrente I_2 circulará neste enrolamento. Desconsiderando as perdas, o resultado é apresentado em (2.4) e (2.5). (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (2.4)$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.5)$$

No transformador ideal, como todas as perdas são desconsideradas, a potência instantânea de saída do enrolamento secundário P_S é igual à potência de entrada do primário P_E , conforme mostrado em (2.6). (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

$$P_E = P_S = V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad (2.6)$$

As equações derivadas nesta seção são válidas apenas quando o transformador ideal é considerado, assim, ao analisar o transformador real, os parâmetros de perda devem ser também adicionados ao modelo.

2.1.2 Perdas no transformador

O transformador, assim como toda máquina elétrica, possui perdas, assim logo, nem toda a potência elétrica fornecida ao enrolamento primário é entregue ao

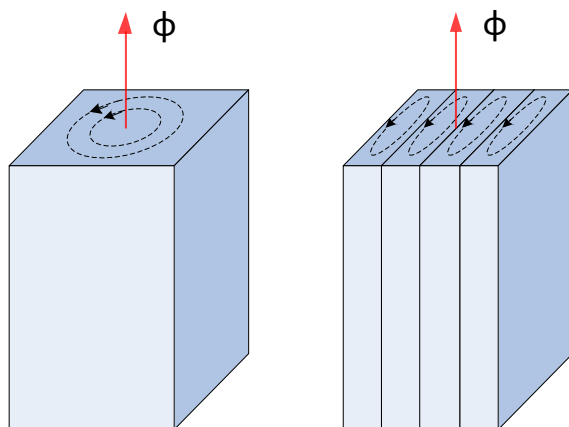
secundário. As perdas de potência associadas aos transformadores são decorrentes da resistência ôhmica dos enrolamentos (perdas no cobre), da histerese magnética e correntes parasitas no núcleo (perdas no ferro) e do fluxo disperso nos enrolamentos. (MARTIGNONI, 1991). Cada uma destas componentes de perda será abordada a seguir.

2.1.2.1 Perdas no ferro

O fluxo magnético variável, responsável pela tensão induzida no secundário, traz consigo efeitos indesejados ao transformador. Como o núcleo do transformador é constituído de material ferromagnético, o fluxo magnético variável produz correntes induzidas neste núcleo, provocando campos magnéticos contrários ao campo que deu origem a tais correntes. Quanto menor a resistência elétrica do núcleo, maiores serão os efeitos provocados por essas correntes, ocasionando perda de rendimento e aquecimento. Esta característica foi descoberta pelo físico russo Heinrich Lens e é chamada de Correntes Parasitas ou Correntes de Foucault. (NASCIMENTO, 2011).

Para minimizar os efeitos das correntes parasitas, o núcleo dos transformadores é construído através de várias lâminas de material magnético, geralmente o aço silício, de espessura reduzida e isoladas eletricamente entre si, impedindo a circulação de correntes entre elas, conforme retratado na Figura 2.3. (NASCIMENTO, 2011).

Figura 2.3 - Correntes parasitas

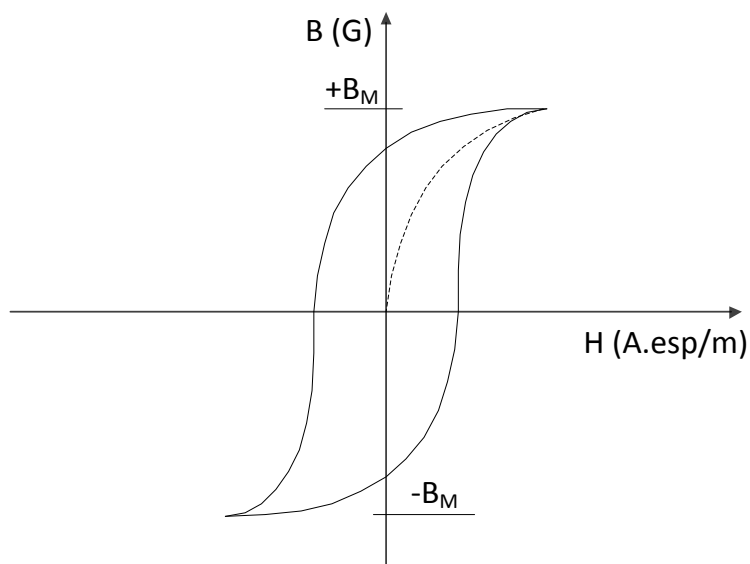


Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

O núcleo de um transformador, quando percorrido por um fluxo magnético é caracterizado por sua curva de histerese, cujo traçado relaciona a indução magnética (B) com a intensidade de campo magnético (H). A medida da histerese, que está relacionada com os domínios magnéticos do material, é dada pela área entre os traços desta curva. Ressalta-se que a curva de histerese mostra que existe um consumo de energia para que os domínios magnéticos sejam reorientados, formando uma memória magnética indesejável nos transformadores. (ARAUJO, 2009).

As perdas por histerese se dão pelas características magnéticas do núcleo do transformador, e são necessárias para vencer os atritos entre os domínios magnéticos do qual o núcleo é composto. Qualquer núcleo magnético, ao se magnetizar, percorre um ciclo de histerese todas as vezes que o campo magnetizante varia de $+B_M$ a $-B_M$ e deste novamente para $+B_M$, sendo a potência perdida proporcional a superfície do laço de histerese mostrado na Figura 2.4. (MARTIGNONI, 1991).

Figura 2.4 - Laço de histerese



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

2.1.2.2 Perdas no cobre

Os enrolamentos primários e secundários do transformador apresentam inevitavelmente uma determinada resistência ôhmica. Estas resistências exercem

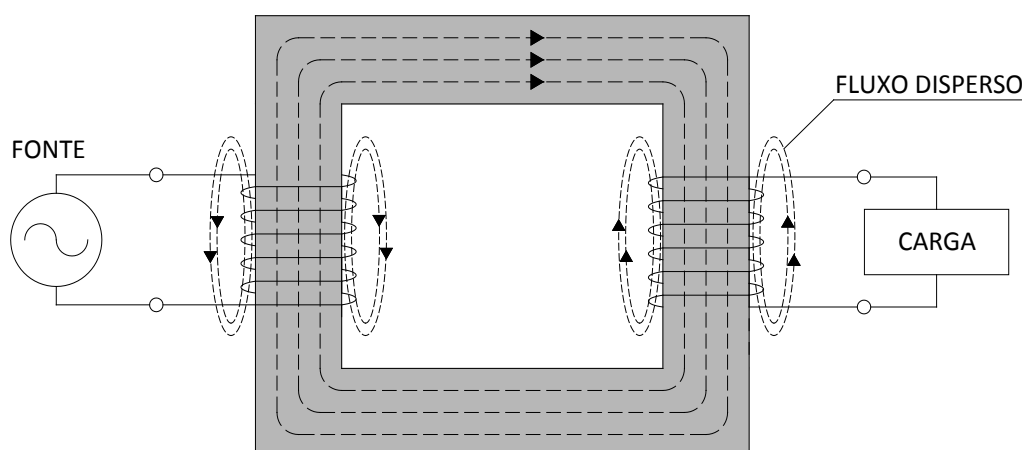
uma queda de tensão e uma perda de energia por efeito joule nos enrolamentos. O enrolamento de alta tensão possui número maior de espiras, sendo constituído de um condutor de cobre de menor seção, portanto, apresenta maior resistência. (MARTIGNONI, 1991).

2.1.2.3 Fluxo disperso

Em um transformador real, nem todo fluxo produzido pela corrente que circula no enrolamento fica contido no núcleo, conforme a Figura 2.5. Existe uma quantidade de fluxo disperso, o qual se fecha no ar ao redor do enrolamento que o produziu, sem concatenar-se com o outro enrolamento (MARTIGNONI, 1991).

Mesmo representando uma pequena parcela do fluxo total gerado, é necessário que o fluxo disperso seja contabilizado quando o circuito equivalente de um transformador monofásico é representado.

Figura 2.5 - Fluxo disperso



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

2.1.3 Transformador real e representação do circuito equivalente

O modelo real de transformador deve contabilizar os efeitos das resistências dos enrolamentos, das perdas no núcleo e dos fluxos dispersos.

No enrolamento primário, tem-se o fluxo total produzido pela corrente I_1 que pode ser dividido em duas componentes: o fluxo mútuo, que fica confinado no núcleo, concatenando os enrolamentos primário e secundário, e o fluxo disperso, que concatena apenas com o enrolamento primário. Este fluxo disperso induz uma tensão que se soma aquela produzida pelo fluxo mútuo que varia linearmente com a corrente I_1 do enrolamento primário. O efeito deste fluxo disperso é representado no circuito equivalente do transformador por uma indutância de dispersão primária L_1 . A reatância de dispersão primária X_1 é dada por (2.7). Além da reatância de dispersão primária X_1 , também deve ser incluído no circuito equivalente de um transformador monofásico o efeito da resistência ôhmica do enrolamento primário, representada por R_1 . (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

$$X_1 = 2\pi f L_1 \quad (2.7)$$

Ainda no circuito equivalente referente ao enrolamento primário, tem-se o ramo de derivação paralela por onde circula a corrente de excitação I_0 , definida como sendo uma corrente adicional, necessária para produzir o fluxo mútuo resultante. Este ramo representa as perdas no núcleo, sendo composto por uma resistência de perdas R_c , que representa as perdas por correntes parasitas, e uma indutância de magnetização L_m , que representa as perdas por histerese. A reatância de magnetização X_m é dada por (2.8). (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

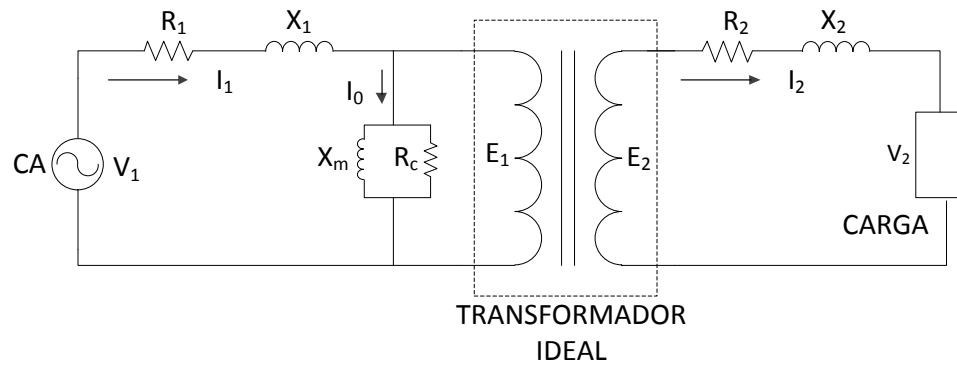
$$X_m = 2\pi f L_m \quad (2.8)$$

No enrolamento secundário, a exemplo do primário, também existe um fluxo disperso que se concatena apenas com este enrolamento. Os efeitos deste fluxo podem ser representados no circuito equivalente do transformador por uma indutância de dispersão secundária L_2 . A resistência R_2 representa a resistência ôhmica deste enrolamento. A reatância de dispersão secundária X_2 é dada por (2.9). (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

$$X_2 = 2\pi f L_2 \quad (2.9)$$

A Figura 2.6 mostra o circuito equivalente de um transformador monofásico real, que consiste do modelo equivalente do transformador ideal com adição das impedâncias de perdas. (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

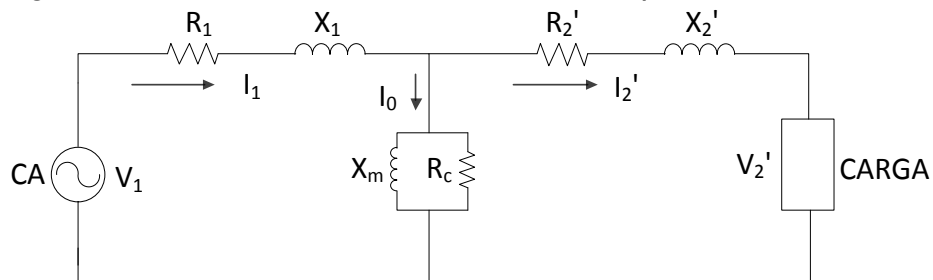
Figura 2.6 - Circuito equivalente do transformador monofásico



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Todas as grandezas presentes no circuito equivalente do transformador podem ser referidas a um único enrolamento, conforme mostrado na Figura 2.7. Para tanto, empregam-se as relações presentes em (2.10), (2.11) e (2.12). (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

Figura 2.7 - Circuito referido ao enrolamento primário



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

$$X_2' = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 X_2 = K^2 X_2 \quad (2.10)$$

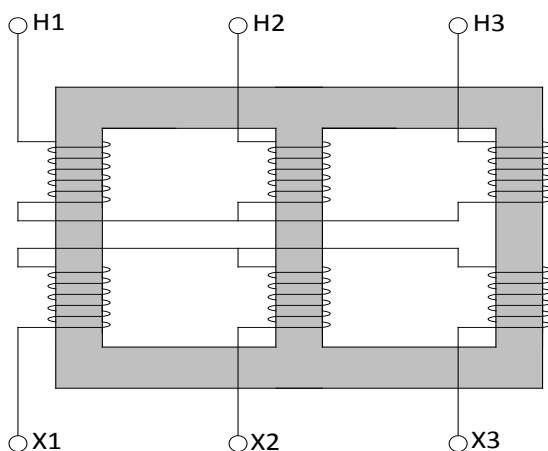
$$R_2' = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 R_2 = K^2 R_2 \quad (2.11)$$

$$V_2' = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 X_2 = K^2 V_2 \quad (2.12)$$

2.2 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

A transformação dos níveis de tensão em circuitos trifásicos pode ser realizada através de três transformadores monofásicos ou de um único equipamento trifásico. Os transformadores monofásicos, quando utilizados para este fim, necessitam ter seus enrolamentos primário e secundário, associados através das ligações estrela ou triângulo. Para qualquer caso, a relação de transformação é considerada como a relação entre as tensões de linha primária V_{L1} e secundária V_{L2} . (MARTIGNONI, 1991).

Figura 2.8 - Transformador trifásico



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

O emprego de um grupo de transformadores monofásicos para sistemas elétricos é limitado a casos especiais. Usualmente, utilizam-se transformadores trifásicos, que são construídos através do agrupamento de enrolamentos sobre o mesmo núcleo trifásico, conforme Figura 2.8. As vantagens dos transformadores trifásicos sobre as conexões com três transformadores monofásicos são os menores custos e peso, menor espaço para instalação e melhor rendimento. (MARTIGNONI, 1991).

Na construção dos transformadores trifásicos, por critérios de economia, o núcleo possui a forma indicada na Figura 2.8. As três colunas são colocadas no mesmo plano e ligadas entre si por uma travessa inferior e outra superior. Os fluxos produzidos pelos enrolamentos nas três colunas são iguais e defasados a 120° . A relutância, porém, adquire valores diferentes, sendo o valor da coluna central inferior aos das colunas laterais. As correntes de magnetização também serão diferentes, sendo as correntes das fases localizadas nas colunas laterais levemente maiores que a da fase da coluna central. (MARTIGNONI, 1991).

Para efeitos práticos, estes desequilíbrios podem ser desprezados, de modo que o funcionamento do transformador trifásico em regime normal não difere substancialmente de três transformadores monofásicos com idêntica ligação entre fases. Em cada coluna do transformador trifásico pode-se, então, traçar um circuito idêntico ao já considerado para o transformador monofásico. (MARTIGNONI, 1991).

2.2.1 Conexões dos enrolamentos

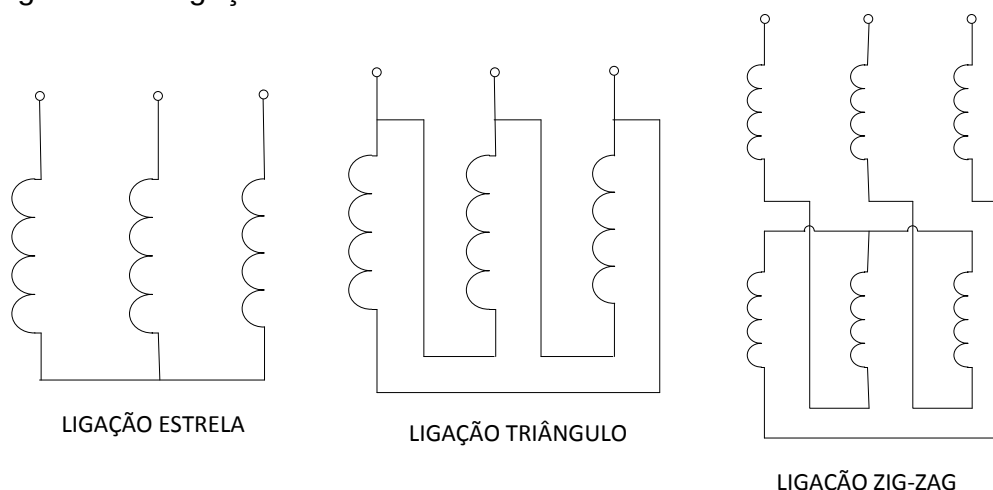
Os enrolamentos dos transformadores trifásicos podem ser conectados de diversas formas para atender as necessidades de várias aplicações. Neste processo de decisão, fatores como o tipo de carga, a presença de harmônicos e a necessidade de aterramento são levados em conta. Os tipos de ligações existentes e evidenciados na Figura 2.9 são basicamente três: estrela, delta e zig-zag. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a).

Na ligação estrela, a relação entre as tensões de fase (V_F) e as tensões de linha (V_L) é dada por (2.13). Já as correntes de linha (I_L) são iguais às correntes de fase (I_F) conforme mostra (2.14). (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a)

$$V_F = \frac{V_L}{\sqrt{3}} \quad (2.13)$$

$$I_F = I_L \quad (2.14)$$

Figura 2.9 - Ligações transformadores trifásicos



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Na ligação delta, as tensões de linha (V_L) são iguais às tensões de fase (V_F), conforme (2.15), enquanto a relação entre as correntes de fase (I_F) e as correntes de linha (I_L) é dada por (2.16). (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a).

$$V_F = V_L \quad (2.15)$$

$$I_F = \frac{I_L}{\sqrt{3}} \quad (2.16)$$

Para transformadores do mesmo nível de tensão, os enrolamentos com ligação em delta, terão tensões 73% maiores e correntes 58% menores que nas ligações em estrela. Por esse motivo, na conexão em estrela o número de espiras dos enrolamentos é menor em 58%, com as secções transversais dos condutores 73% maiores, se comparado com enrolamentos conectados em delta, para uma mesma densidade de corrente, potência e tensão de linha. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a).

A ligação em estrela reduz o custo de construção e facilita o isolamento, sendo mais interessante de se utilizar em altas tensões. Por outro lado, a conexão em delta é interessante nos casos em que as correntes possuem valores elevados em regime de operação permanente para níveis de tensão menores. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a).

A conexão em zig-zag consiste em dividir o enrolamento em duas partes distintas, sendo que cada uma é montada em colunas diferentes. A tensão induzida em cada fase é igual à diferença das tensões induzidas em cada parte do enrolamento. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a).

Os transformadores trifásicos podem ser divididos de acordo com o tipo de ligação dos seus enrolamentos primários e secundários. Esta classificação é de extrema importância, principalmente para os transformadores de potência, foco deste trabalho. Os principais tipos de transformadores trifásicos quanto à ligação dos enrolamentos são os estrela-estrela, estrela-delta, delta-estrela e delta-delta que serão estudados com mais detalhes no próximo capítulo.

3 TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

Segundo Harlow (2004), os transformadores de potência são equipamentos estáticos sem partes móveis utilizados em sistemas de energia elétrica para transferência de potência entre circuitos de diferentes tensões, através do processo de indução eletromagnética. São geralmente utilizados entre os geradores e os circuitos de distribuição, com potências superiores a 500 kVA.

Transformador de potência é um equipamento estático, com dois ou mais enrolamentos, que, por indução eletromagnética, transforma um sistema de tensão e corrente alternadas em outro sistema, sendo este, geralmente, de tensão e corrente diferente do sistema original com a mesma frequência e com o propósito de transmissão de potência elétrica. (IEC 60076, 2000, p. 13).

Também, conforme a NBR 5356 (1993), o transformador de potência é definido como o "transformador cuja finalidade principal é transformar energia elétrica entre partes de um sistema de potência".

Os transformadores de potência são usualmente utilizados para transmissão de energia elétrica a grandes distâncias, onde o transporte da energia a elevados níveis de tensão se torna, economicamente, a melhor opção. Conforme a norma NBR 5356 (1993), o nível de tensão utilizado para transmissão é calculada de acordo com a necessidade e distância do sistema, sendo classificada em 13,8 - 23,1 - 34,5 - 69 - 88 - 138 - 230 - 345 - 430 - 525 - 765 kV. Vale lembrar que estes valores se referem a tensões de linha fase-fase.

Além disso, os transformadores de potência, empregados nos sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição, podem ser classificados entre: transformadores elevadores, transformadores de transmissão, transformador de subtransmissão e transformadores de distribuição. (BECHARA, 2010). Esses transformadores podem assumir também a forma de autotransformador, em que o primário e o secundário da respectiva fase possuem um único enrolamento, ou seja, possuem conexão elétrica entre seus enrolamentos.

Em relação à potência, os transformadores, conforme Harlow (2004), são classificados conforme a Tabela 3.1.

Tabela 3.1- Classificação das potências dos transformadores de potência

Pequeno transformador de potência	500 a 7500 kVA
Médio transformador de potência	7,5 a 100 MVA
Grande transformador de potência	Acima de 100 MVA

Fonte: HARLOW, 2004.

Ainda, segundo Harlow (2004), no sistema de potência, dependendo da potência, os transformadores podem ser classificados também como monofásicos ou trifásicos. Sua escolha leva em consideração os seguintes fatores:

- a) Custos dos investimentos;
- b) Custos da energia não fornecida;
- c) Confiabilidade - necessidade de unidades reserva;
- d) Limitações de transporte (peso e altura máxima);
- e) Limitações de capacidade de fabricação.

3.1 ASPECTOS CONSTRUTIVOS

Nesta seção serão apresentados os aspectos construtivos concernentes aos transformadores de potência.

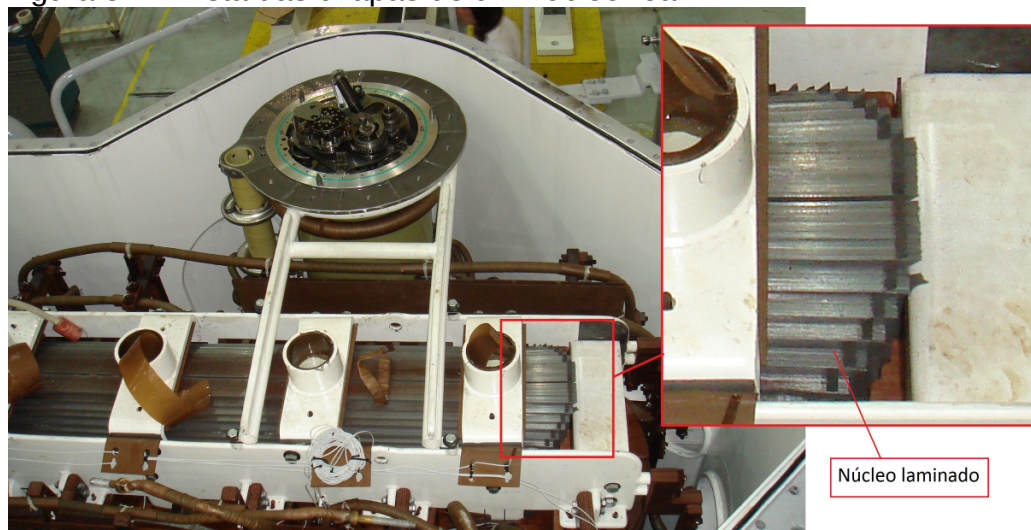
3.1.1 Núcleo

Conforme visto no Capítulo 2, o meio utilizado nos transformadores para canalizar o fluxo magnético é conhecido como núcleo. Constituído por aço-silício, o núcleo combina grande permeabilidade magnética e alta resistência mecânica. Conforme ALVES e NOGUEIRA (2009), o núcleo do transformador é projetado de forma que a densidade de fluxo magnético máxima fique próxima ao joelho de saturação do material ferromagnético.

Ainda como descrito no capítulo 2, as correntes parasitas que circulam no núcleo, conhecidas por corrente Foucault, originadas a partir do fluxo magnético, ocasionam perdas de energia por efeito joule e, por consequência, perda no rendimento. Por este motivo o núcleo é formado por lâminas isoladas eletricamente

entre si através de uma película isolante e fortemente amarradas umas contra as outras, em acordo com o detalhe ilustrado na Figura 3.1. (AGUIAR, 2007).

Figura 3.1 - Vista das chapas de um núcleo real



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Este arranjo ocasiona um aumento da resistência do núcleo sob o ponto de vista de circulação de correntes parasitas, resultando em menores perdas.

Da mesma forma que o efeito Foucault, as perdas por histerese também são fontes de calor, o que contribui para o aquecimento não só do núcleo como também do transformador como um todo. Com isso, o núcleo possui espaços por onde os fluídos dielétricos utilizados para isolamento e resfriamento do transformador circulam retirando calor. (AGUIAR, 2007; BECHARA, 2010). Esses fluídos serão descritos posteriormente.

Além das perdas descritas acima, existe também as perdas no entreferro, ocasionadas devido às limitações construtivas do núcleo, cujas colunas (caminho do fluxo magnético) são fabricadas separadamente. Após a montagem do núcleo, formam-se, nas junções das colunas, por menor que sejam, pequenos espaços que causam um aumento da relutância, dificultando a passagem do fluxo magnético neste ponto. Para minimizar este efeito, o núcleo é construído de forma que, após a montagem final, estas junções fiquem entrelaçadas e sobrepostas no empilhamento das chapas. (AGUIAR, 2007).

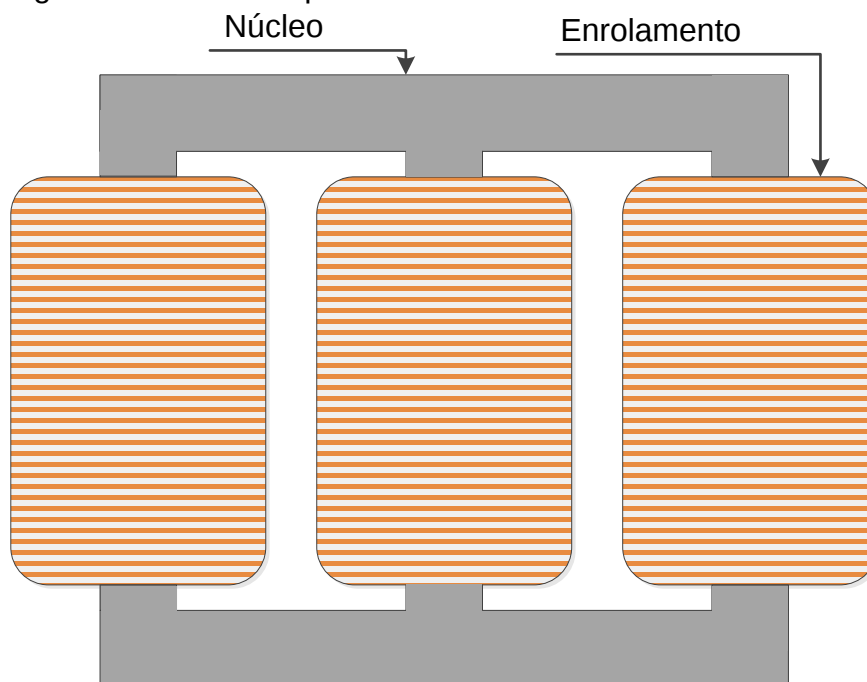
Existem algumas formas de construção do núcleo de um transformador, porém são dois os mais comumente utilizados: núcleo envolvido (*core type*) e núcleo envolvente (*Shell type*). (ARAUJO, 2009; HARLOW, 2004).

3.1.1.1 Núcleo tipo envolvido

Em transformadores com núcleo tipo envolvido, os enrolamentos de cada fase, para o caso de transformadores trifásicos, são envoltos cada qual em uma das colunas do núcleo. Desta forma, o fluxo magnético gerado pelas duas fases mais externas possuem um único caminho, enquanto que a fase central possui um caminho duplo, conforme a Figura 3.2. Por consequência, a corrente de magnetização da fase central torna-se menor, da mesma forma que a reatância de dispersão também é menor.

Esta forma de construção de núcleo é a mais empregada em transformadores trifásicos, bem como transformadores de potência.

Figura 3.2 - Núcleo tipo envolvido



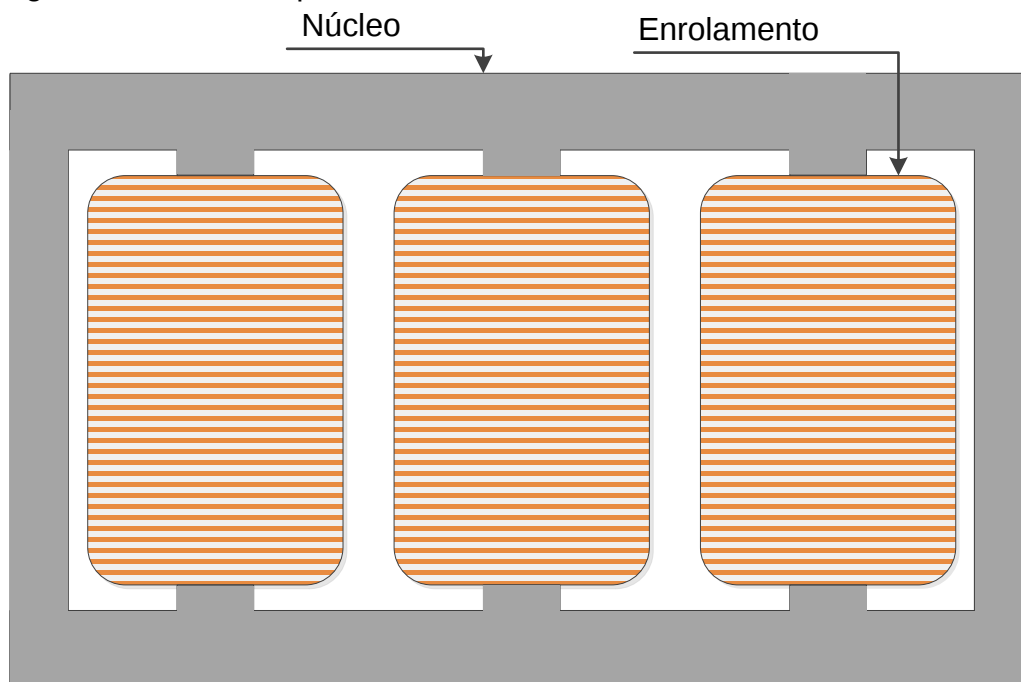
Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

3.1.1.2 Núcleo tipo envolvente

No núcleo tipo envolvente, para um transformador trifásico, além das três colunas principais, onde se localizam os enrolamentos das três fases, existem outras duas colunas, chamadas coluna de retorno, com sua estrutura calculada apenas para a circulação do fluxo magnético. Desta forma, como as duas fases mais

externas também possuirão dois caminhos para circulação do fluxo, as reatâncias de dispersão serão praticamente iguais entre as três fases. A Figura 3.3, mostra um transformador trifásico com núcleo tipo envolvente.

Figura 3.3 - Núcleo tipo envolvente



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Por se tornar mais robusto magneticamente, o transformador com este tipo de núcleo torna-se mais resistente a curtos-circuitos e transitórios de tensões do sistema. (HARLOW, 2004; ALVES; NOGUEIRA, 2009). Ainda, a disposição do núcleo, com cinco colunas, permite uma redução da altura máxima do transformador. Esta solução é adotada quando há necessidades devido a problemas de transporte. (D'AJUZ et al., 1985).

3.1.2 Enrolamentos

Os enrolamentos podem ser feitos utilizando condutores de cobre ou alumínio, por apresentarem baixas resistências elétricas. O cobre eletrolítico mais usualmente utilizado, apesar de mais caro, tem uma capacidade de condução maior que o alumínio, quando comparado a condutores de mesma seção, além de apresentar maior resistência mecânica. (HARLOW, 2004).

Existem dois tipos usuais de seção do condutor utilizadas nos enrolamentos dos transformadores: cilíndrico e retangular. O tipo a ser escolhido varia de acordo com a classificação de potência do transformador.

Os condutores com forma retangulares são em geral mais utilizados em transformadores de média à menor potência, já que os custos associados ao material e trabalhadores são melhores, além de este tipo de condutor apresentar melhor eficiência no espaço utilizado. Em transformadores com elevada potência, são utilizados condutores cilíndricos, por apresentarem melhor resistência às elevadas forças existentes no enrolamento. (HARLOW, 2004). Na Figura 3.4, apresenta-se um exemplo de bobinamento real de um transformador de potência.

Figura 3.4 - Enrolamento real de um transformador de potência



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Em transformadores que utilizam condutores retangulares com seção transversal muito grande, é necessário fazer uma laminação longitudinal e entrelaçamento. Isto é necessário para evitar o efeito Foucault resultante do campo magnético em que o condutor fica submetido, gerando correntes parasitas que causam perdas por efeito joule, reduzindo o rendimento do transformador. (AGUIAR, 2007).

3.1.2.1 Tipos de ligações

A grande variedade de aplicações de um transformador no SEP influencia diretamente sua forma construtiva. Assim, existem alguns grupos de ligações que devem ser levados em consideração na escolha do transformador para determinada necessidade, como alimentar cargas trifásicas desequilibradas ou monofásicas, simplificação do aterramento ou ainda minimização de problemas com harmônicos.

Os tipos de ligações de transformadores trifásicos de potência, vistos na Figura 2.9 são: estrela, delta e zig-zag. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a).

Denominando-se por letras maiúsculas os enrolamentos primários e por letras minúsculas os secundários e terciários, obtém-se a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Letras designadas aos enrolamentos

PRIMÁRIO	D	Enrolamento ligado em delta
	Y	Enrolamento ligado em estrela
SECUNDÁRIO	d	Enrolamento ligado em delta
	y	Enrolamento ligado em estrela
	z	Enrolamento ligado em zig-zag

Fonte: ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a.

Assim, as possíveis ligações do primário e secundário são dadas pela Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Grupos de ligações possíveis

PRIMÁRIO	D	D	D	Y	Y	Y
SECUNDÁRIO	d	y	z	d	y	z

Fonte: ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a.

3.1.3 Comutadores

Em muitas vezes, devido às variações de tensões que ocorrem no SEP, é necessário fazer ajustes nos números de espiras para a regulação da tensão de saída do transformador em relação à de entrada. (HARLOW, 2004).

Como visto no capítulo 2, a relação de transformação é dada por (2.3). Assim, na construção dos enrolamentos do transformador, várias derivações entre as espiras, chamadas de *tap* e previamente calculadas, são feitas para proporcionar os ajustes necessários para se regular o número de espiras. As mudanças de *tap* para regulação da tensão de saída são realizadas através do comutador de derivação.

Existem dois tipos de comutadores, conforme será descrito na sequência do trabalho.

3.1.3.1 Comutador de derivação sem carga ou sem tensão (CDST)

São comutadores com características construtivas simples. Utilizados em transformadores onde não há necessidade de mudanças de níveis de tensão com frequência, sendo que a operação de mudança de *tap* só pode ser feita com o transformador desenergizado.

3.1.3.2 Comutador de derivação em carga (CDC)

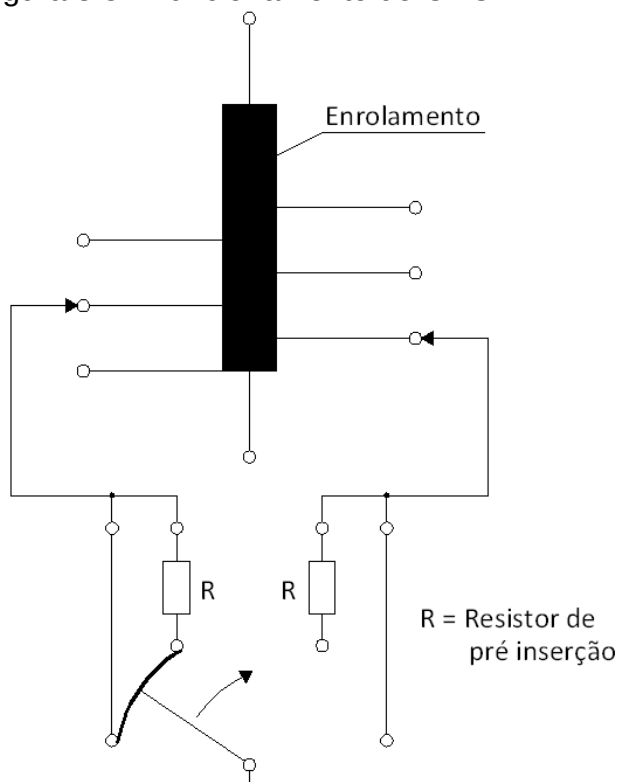
Este comutador, de acordo com a norma NBR 8667 (1984), é o equipamento eletromecânico destinado à mudança de ligações de derivações de um determinado enrolamento, estando o transformador energizado, a vazio ou em carga. Seu aspecto construtivo é mais complexo quando comparado ao CDST e seu funcionamento é mostrado de forma simplificada pela Figura 3.5. É constituído basicamente por três partes.

- a) Chave de carga: é a parte mais solicitada durante a transição entre os *taps*. Fica imerso, em geral, em um cilindro com óleo isolante distinto ao do

transformador, devido aos gases combustíveis gerados pelos arcos elétricos formados durante as mudanças de posições. É dotada de contatos fixos e móveis e resistores de pré-inserção.

- b) Chave seletora: acoplada à chave de carga, mas fora do cilindro descrito anteriormente, localiza-se em geral imersa no mesmo óleo isolante da parte ativa do transformador. Este dispositivo não gera arcos elétricos.
- c) Acionamento motorizado: localizado na parte externa do transformador, utiliza o auxílio de equipamentos elétricos que obtêm informação da tensão do primário ou secundário do transformador e, através de ajustes inseridos, envia o comando ao acionamento motorizado para mudança de *tap*.

Figura 3.5 - Funcionamento do CDC



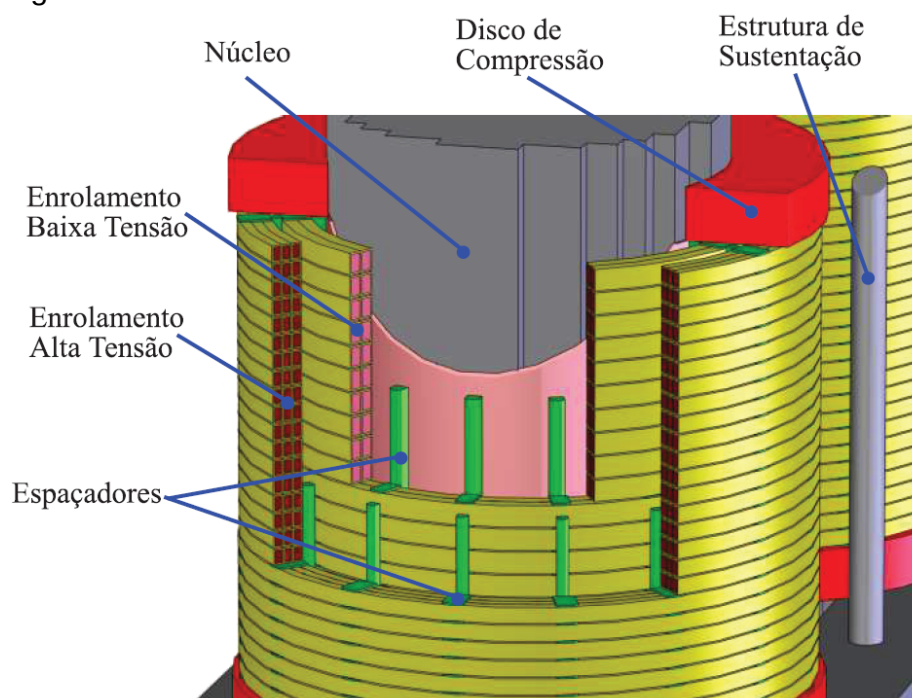
Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

3.1.4 Estrutura de sustentação

O transformador, em seu ciclo de operação, está sujeito a grandes esforços em decorrência dos eventos causados por diversos fatores, como por exemplo, curtos-circuitos. A interação dos campos magnéticos resultantes dentro do transformador é bastante forte, podendo movimentar grandes massas, como o núcleo e enrolamentos. Esses movimentos podem desestabilizar o controle dos campos magnéticos, além de reduzir e fadigar o sistema de isolamento do transformador.

Para manter a integridade do transformador em situações anormais, a parte ativa é amarrada por uma forte estrutura de sustentação composta por vigas, grampos e tirantes de aço presa ao núcleo de forma a impedir movimentos indevidos, conforme a Figura 3.6. Os enrolamentos são presos com os chamados discos de compressão, que são feitos em geral por madeira seca, comprimindo e impedindo os possíveis movimentos axiais dos enrolamentos. Além disso, também existem espaçadores verticais, que proporcionam a refrigeração da parte ativa, por meio do líquido isolante e que impedem esforços radiais que podem ocorrer. (AGUIAR, 2007).

Figura 3.6 - Vista em corte dos enrolamentos



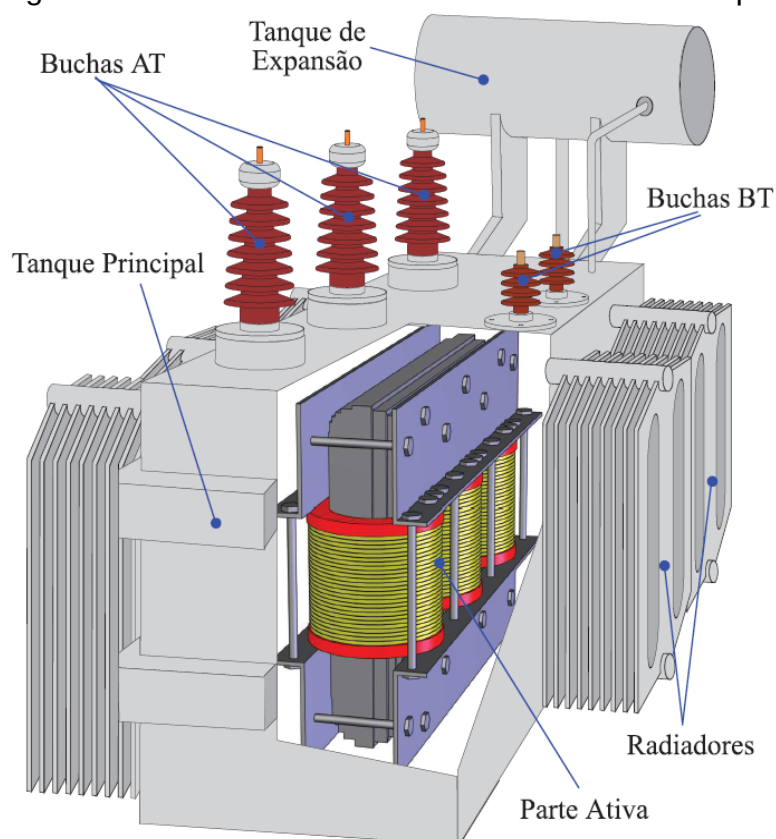
Fonte: AGUIAR, 2007.

3.1.5 Isolamento

Diretamente relacionada à vida útil do transformador, o sistema de isolamento é em geral composto por papel e óleo mineral. Enquanto o papel é utilizado para recobrir os condutores dos enrolamentos, evitando um curto-circuito entre eles, o óleo mineral é utilizado para o isolamento entre os enrolamentos e o tanque do transformador. Ainda, o óleo mineral serve como atuante na dissipação térmica do núcleo e dos enrolamentos. (AGUIAR, 2007).

O tanque principal do transformador, além de sustentar todos seus outros componentes, tem a finalidade de manter o confinamento do óleo mineral no transformador, já que a parte ativa deve ficar totalmente imersa no óleo isolante. Além disso, o tanque deve manter a estanqueidade necessária para que o óleo isolante não entre em contato com o ambiente externo, por ser sensível a contaminações quando em contato com poeiras, oxigênio e umidade.

Figura 3.7 - Vista em corte de um transformador de potência típico



Fonte: AGUIAR, 2007.

Como o volume do óleo isolante varia de acordo com sua temperatura, e considerando-se que a parte ativa deve ficar totalmente imersa neste óleo, é necessário que exista um espaço extra para a compensação desta variação. Por isso, é instalado junto ao tanque principal, o chamado tanque de expansão, proporcionando um espaço livre para a expansão do óleo quando este aumenta de volume. (AGUIAR, 2007). A Figura 3.7 mostra a vista de um transformador de potência típico com o tanque principal e o tanque de expansão.

Para que a variação do volume de óleo dentro do tanque de expansão ocorra de forma a não criar pressão dentro do tanque principal ou mesmo no tanque de expansão, é necessário que exista um meio que expulse a atmosfera existente no espaço vazio, e vice-versa, sem que haja a contaminação do óleo por conta do contato com oxigênio do ambiente externo ao do transformador. Neste caso, algumas soluções são utilizadas, como uma membrana que isola o ar externo do óleo isolante, sílica gel como meio de retirada de umidade do oxigênio, bolsa com gás inerte, entre outros.

3.1.5.1 Isolação por papel

Os principais tipos de materiais celulósicos usado na isolação dos transformadores segundo Milasch (1984) são:

- a) Papel Kraft: feito de fibra de madeira;
- b) Papel manilha: feito de fibras de madeira e cânhamo;
- c) Pressboard: feito de papelão com fibra de algodão.

Segundo Milasch (1984, p. 86), "esses materiais tem elevada resistência de isolamento quando secos (de 0,5% a 1% de umidade) e são altamente higroscópicos".

Por se tratar de um material poroso com valor estimado entre 80% a 95% de ar, este material tem como grande inconveniente a umidade. Assim, do volume total de óleo de um transformador, 10% são absorvidos pelo papel isolante. (MILASCH, 1984).

O efeito da umidade neste material celulósico representa, além das propriedades dielétricas prejudicadas, uma diminuição da resistência mecânica.

(MILASCH, 1984). Logo, o material se torna mais vulnerável ao rompimento devido às variações de esforços e temperatura, ocorridas durante o ciclo de operação do transformador que, por consequência, implica em redução de sua vida útil.

3.1.5.2 Líquido isolante

O óleo mineral isolante, extraído do petróleo, em geral é o mais usado em transformadores devido ao alto grau de rigidez dielétrica que possui. Cobrindo toda a parte ativa de transformador, o óleo é absorvido pelo papel isolante dos enrolamentos, aumentando o dielétrico. (ALVES; NOGUEIRA, 2009).

Também atua como refrigerante do núcleo e enrolamentos através dos espaços deixados propositalmente entre as espiras e entre os enrolamentos. O processo de troca de calor funciona de acordo com o tipo do transformador. Portanto, pode funcionar através de convecção, ou seja, de forma natural, ou forçada, através de bombas hidráulicas que bombeiam o óleo para radiadores dissipadores de calor.

A Figura 3.8 mostra o processo de circulação de óleo no interior do transformador através de convecção. O óleo quente, em decorrência do aquecimento dos enrolamentos, sobe, fluindo para os dutos de ligação com os radiadores dissipadores de calor. Na medida em que o óleo passa pelas aletas deste radiador, o ar que circula entre elas faz a troca de calor com o óleo, sendo que o mesmo tende a descer, entrando novamente no transformador pela parte de baixo e iniciando novamente o processo de troca de calor com os enrolamentos.

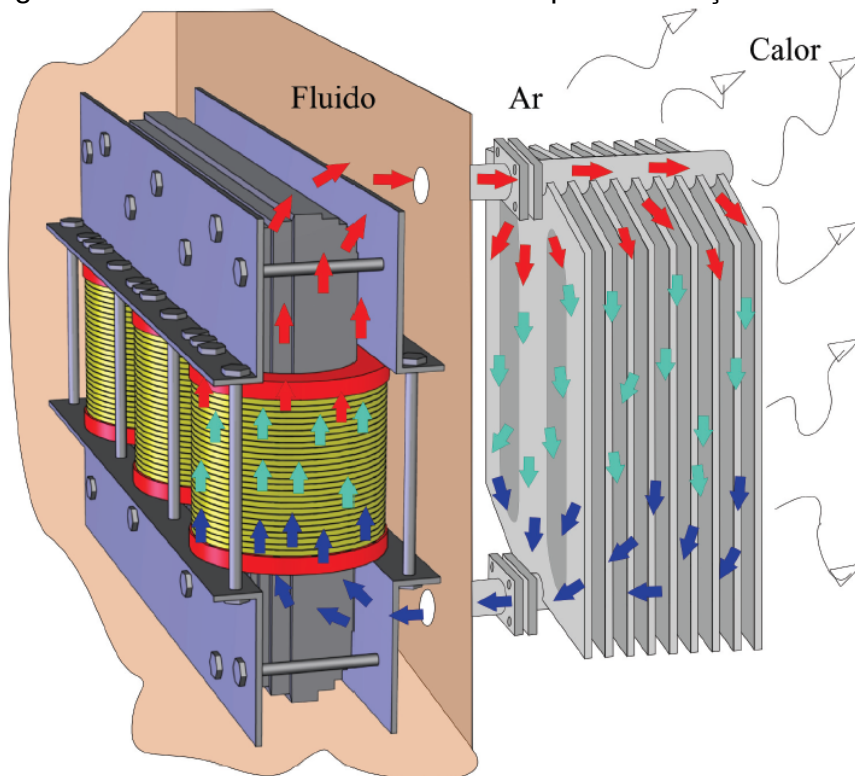
A troca de calor do óleo pode se tornar mais eficiente com o auxílio de ventiladores ou exaustores, posicionados junto ao radiador. O óleo isolante também pode contar com o uso de motobombas, fazendo o bombeamento forçado para o interior dos radiadores. Estes fatores são importantes, pois implicam diretamente na variação de potência elétrica que o transformador pode converter.

Segundo BECHARA (2010), a classificação do tipo de resfriamento utilizada no transformador pode ser:

- a) ONAN: óleo natural, ar natural;
- b) ONAF: óleo natural, ar forçado;

- c) OFAF: óleo forçado, ar forçado;
- d) ODAF: óleo dirigido, ar forçado;
- e) OFWF: óleo forçado, água forçada.

Figura 3.8 - Processo de troca de calor por convecção



Fonte: AGUIAR, 2007.

Em geral o óleo mineral isolante pode ser do tipo parafínico ou naftênico, sendo constituído através de uma mistura em sua maioria de hidrocarbonetos e de não-hidrocarbonetos, também chamados de heterocompostos, em pequena proporção. (MILASCH, 1984).

Por ser composto de hidrocarbonetos, o óleo, quando em contato com oxigênio, gera dióxido de carbono e água, diminuindo de forma acelerada as características dielétricas. Assim, o equipamento é projetado para que o óleo não entre em contato com o ar externo. (MILASCH, 1984).

Novas alternativas de tipos de óleo estão em estudos ou já em funcionamento, como é o caso do óleo vegetal isolante. Derivado do milho, girassol, soja, dentre outros, o óleo vegetal tem características dielétricas bastante semelhantes aos do óleo mineral, além de serem biodegradáveis no meio ambiente,

reduzindo em larga escala a poluição, tendo em vista um possível vazamento de óleo. (WILHELM; TULIO; UHREN, 2009).

O óleo isolante também pode ser utilizado para refletir a condição de operação de um dado transformador através de análises em laboratório, podendo indicar os tipos de avarias existentes no equipamento. (ALVES; NOGUEIRA, 2009).

3.1.6 Buchas

Para realizar a conexão da parte ativa do transformador com o meio externo, é necessário um equipamento que faça a conexão elétrica mantendo, ao mesmo tempo, a estanqueidade e o isolamento elétrico entre os terminais e o tanque. Denominam-se buchas, os equipamentos destinados a este fim. (ARAUJO, 2009).

A bucha é constituída de forma que um condutor confinado em seu interior faça a ligação entre as duas extremidades. Da mesma forma, há outras buchas que não possuem este condutor, entretanto, possuem um espaço para que se possa ser instalado um cabo que possibilite tal conexão. (ALVES; NOGUEIRA, 2009).

Basicamente, existem duas formas construtivas de buchas, podendo ser classificadas em buchas do tipo não-capacitivas e buchas do tipo capacitivas ou condensivas. (MILASCH, 1984).

A disposição das buchas no transformador pode ser vista de forma genérica na Figura 3.7.

3.1.6.1 Buchas não-capacitivas

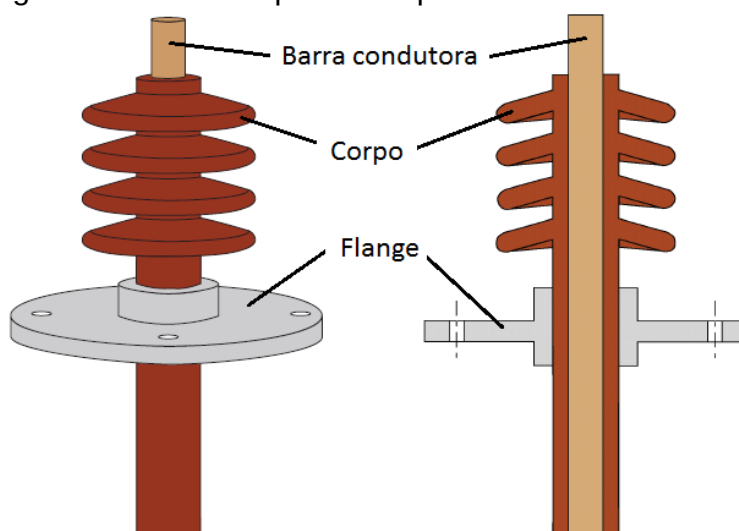
As buchas do tipo não-capacitivas têm sua forma construtiva mais simplificada, sendo formadas por uma barra condutora que as conecta ao meio externo, além de revestimento dielétrico em porcelana, vidro ou epóxi. Este revestimento dielétrico é constituído por abas de formato cônico com objetivo de se evitar um contínuo filete de água durante as chuvas, além de aumentar o caminho superficial formado pela poluição atmosférica, reduzindo as chances de ocasionar

disrupções elétricas entre a parte externa energizada e o tanque do transformador. (AGUIAR, 2007).

De forma semelhante, a parte isolante da bucha é projetada para o interior do transformador, fazendo o isolamento do condutor oriundo do enrolamento em direção à bucha. A Figura 3.9 mostra uma vista e um corte de uma bucha não-capacitiva.

Por ter seu corpo dielétrico formado apenas por porcelana, vidro ou epóxi, seu uso se restringe a tensões máximas de até 25 kV. (MILASCH, 1984).

Figura 3.9 - Bucha tipo não-capacitiva



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Outra forma construtiva de buchas do tipo não-capacitivas, além das já descritas anteriormente, caracteriza-se pela presença de isolante sólido envolvente ao condutor central e imerso em óleo isolante. Este tipo de bucha não possui porcelana na parte que se situa no interior do transformador. Por ter seu isolamento mais robusto, esta bucha é capaz de suportar maiores tensões, sendo aplicadas para níveis entre 25 a 69 kV. (MILASCH, 1984).

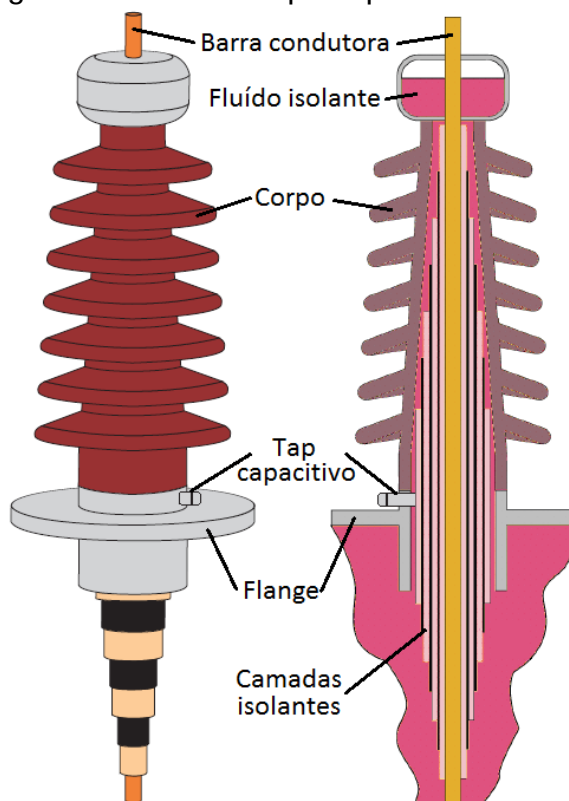
3.1.6.2 Buchas capacitivas

Conforme Milasch (1984), as buchas do tipo capacitivas são utilizadas para tensões entre 25 a 765 kV. Sendo assim, são usadas em grande parte dos transformadores de potência com tensão acima de 25 kV.

A bucha é composta por um condutor central que pode ser maciço ou em forma de um tubo. Entre o condutor central e o corpo, em geral de porcelana, há camadas radiais, de um material condutor, em toda sua extensão, diminuindo o número de camadas na medida em que se caminha para as extremidades da bucha, de forma que o campo elétrico se distribua linearmente entre as camadas, conforme mostra a Figura 3.10. (MILASCH, 1984).

Intercalado entre estas camadas radiais condutoras, são colocados camadas de papel isolante impregnados em óleo isolante. Esta alternância entre camadas condutoras e isolantes faz com que as buchas se assemelhem a capacitores, por isso, o nome buchas capacitivas. (MILASCH, 1984).

Figura 3.10 - Bucha tipo capacitiva



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Segundo Paulino e Krüger (2004), as buchas podem ser do tipo OIP (Papel Impregnado em Óleo), RIP (Papel Impregnado em Resina) e RBP (Resina Depositada no Papel).

Como forma final de isolamento, a parte capacitiva da bucha, hermeticamente selada, é preenchida com óleo isolante. (MILASCH, 1984).

Quando em operação, o capacitor da bucha fica aterrado através de um ponto conhecido por derivação capacitiva. Este ponto também é utilizado como tomada para teste de fator de potência de isolamento e medição da capacitância da bucha.

3.1.7 Acessórios de proteção intrínseca

O transformador de potência, como qualquer outro equipamento, está sujeito a defeitos que possam ocorrer por razões externas, como surto de tensão, sobrecarga, etc, como também por razões internas, tais como, mau contato entre conexões internas, gases combustíveis causados por descargas parciais, dentre outros.

Para proteger a operação destes dispositivos, são instalados de forma intrínseca alguns equipamentos de vital importância. Os principais são, relé buchholz (relé de gás), relé de fluxo, dispositivo de alívio de pressão, indicadores de temperatura e indicadores de nível de óleo, tanto do transformador quanto do comutador sobrecarga.

3.1.7.1 Relé buchholz

Este acessório é localizado no duto de óleo que faz a ligação entre o tanque principal e o tanque de expansão. Deste modo, toda a variação do volume de óleo que ocorre no ciclo de aumento e diminuição da temperatura, passa através do relé buchholz.

Basicamente o relé funciona através de ampolas de vidro com mercúrio, fazendo o alarme ou desligamento do transformador na presença de gases formados por falhas internas. Assim, a formação de gases no interior da parte ativa, gera bolhas que tendem a subir, indo em direção ao tanque de expansão e passando antes pelo relé buchholz, empurrando levemente a ampola com mercúrio, acionando através de contatos auxiliares, o alarme de presença de gás. (MILASCH, 1984).

Quando há um aumento de pressão de forma abrupta, em decorrência de uma falha qualquer no interior do transformador, o óleo drenado para o tanque de expansão empurra de forma mais forte a ampola com mercúrio do relé de gás, fazendo através de contatos auxiliares, o desligamento do transformador por meio dos disjuntores. (MILASCH, 1984).

3.1.7.2 Relé de fluxo

O relé de fluxo tem seu princípio de funcionamento semelhante ao do relé buchholz, porém, é utilizado como sistema de proteção do comutador sobre carga. É localizado entre o reservatório da chave comutadora e o tanque de expansão do comutador.

As falhas da chave comutadora, em geral, são acompanhadas de abundante formação de gases com superaquecimento do óleo, devido ao arco de elevada potência que se forma quando há esse tipo de ocorrência. (MILASCH, 1984).

Da mesma forma que ocorre com o óleo do transformador, o óleo tende a subir para o tanque de expansão do comutador acionando o sistema de proteção através do relé de fluxo.

3.1.7.3 Dispositivo de alívio de pressão

O dispositivo de alívio de pressão, como o próprio nome já menciona, se trata de um dispositivo que, ao ocorrer uma sobrepressão do óleo do transformador, bem como do reservatório da chave comutadora, permite o acionamento de um mecanismo que libera, para o meio externo, todo o óleo que faz uma pressão indesejada no tanque principal do transformador. (MILASCH, 1984).

Ao ser acionado, e liberada parte do óleo, o sistema de proteção, através de contatos auxiliares retiram o transformador de operação. Esta medida é necessária para que a sobrepressão ocorrida no interior do tanque principal não danifique outras partes do transformador.

3.2 DEFEITOS E FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Mesmo com proteções de diversas formas, sendo intrínsecas ou não, as possibilidades de defeitos ou falhas nos transformadores de potência é um caso a se levar em consideração, já que situações adversas podem ocorrer, como descargas atmosféricas, sobrecargas, deterioração do tanque principal, dentre outros.

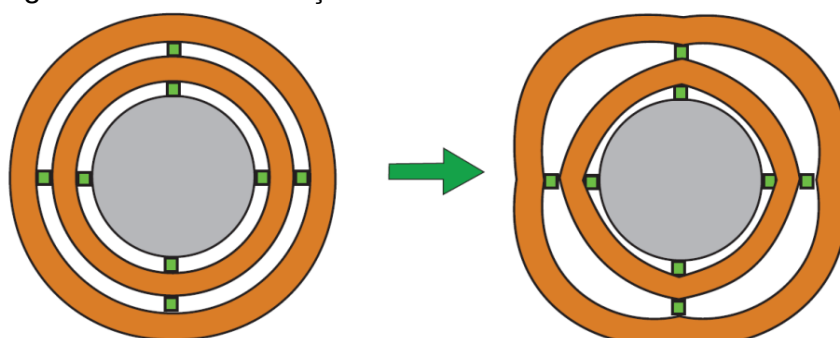
Por isso, considera-se defeito, o estado anormal em que um equipamento se encontra quanto a sua capacidade nominal de funcionamento, podendo evoluir para uma falha, caso nenhuma intervenção seja feita. (LAPWORTH, 2006).

Por outro lado, falha é considerada como uma anomalia no equipamento que leva à interrupção do seu funcionamento, necessitando de reparos para poder voltar a operação. (LAPWORTH, 2006).

Algumas das possíveis falhas que ocorrem em transformadores podem ser na degradação do meio isolante, tanto o óleo, quanto papel, como também de forma mecânica, deformação ou deslocamento dos enrolamentos. Essas deformações podem ser provocadas pela interação das forças oriundas dos campos magnéticos dos enrolamentos ou por eventos externos do equipamento.

Desta maneira, as deformações nos enrolamentos ocorrem na forma axial ou radial. A Figura 3.11 mostra uma vista superior de um enrolamento em sua forma normal e após uma ocorrência, em que as formas resultantes deixaram os enrolamentos desconfigurados. (AGUIAR, 2007).

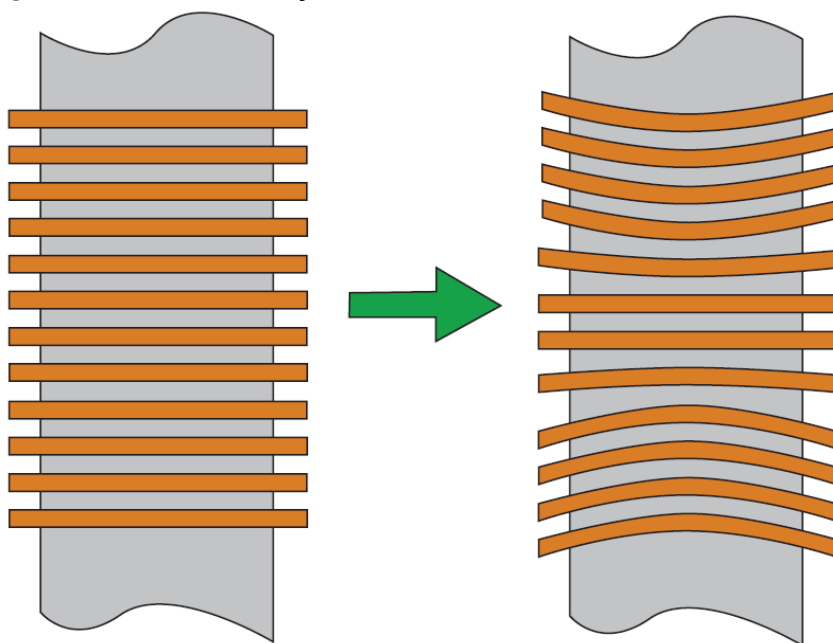
Figura 3.11 - Deformação radial no enrolamento do transformador



Fonte: AGUIAR, 2007.

Na Figura 3.12, tem-se uma vista frontal dos enrolamentos, em que os esforços resultantes provocaram forças axiais.

Figura 3.12 - Deformação axial no enrolamento do transformador



Fonte: AGUIAR, 2007.

4 ENSAIOS UTILIZADOS NA DETECÇÃO DE FALHAS

Os ensaios realizados em transformadores de potência são utilizados para a determinação de suas características elétricas e verificação de suas condições operacionais, sendo normalmente executados nos laboratórios dos fabricantes no momento do recebimento em fábrica e no local de instalação do equipamento antes da energização. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b). Os ensaios também são empregados na detecção de falhas em transformadores, na ocorrência da atuação de seus dispositivos de proteção.

Segundo a NBR 5356-1 (2007) os ensaios em transformadores de potência podem ser divididos em três grupos: ensaios de rotina, ensaios de tipo e ensaios especiais.

Os ensaios de rotina são de caráter obrigatório e destinam-se a verificar a qualidade dos materiais e dos processos de fabricação. Os ensaios de tipo determinam se um tipo ou modelo de transformador atende satisfatoriamente as condições especificadas. Por fim, os ensaios especiais são utilizados para constatar uma característica do transformador, não verificada pelos ensaios de rotina e de tipo. (NBR 5356-1, 2007).

Neste capítulo serão apresentados detalhadamente os principais ensaios realizados em campo nos transformadores de potência utilizados para detecção de falhas.

4.1 ENSAIO DE RESISTÊNCIA ELÉTRICA DOS ENROLAMENTOS

Este ensaio é utilizado para determinar a resistência elétrica dos enrolamentos de um transformador de potência em uma determinada temperatura, utilizando corrente contínua. Os resultados deste ensaio, quando comparados com os obtidos em fábrica, podem indicar a existência de curto-circuito entre espiras e falhas em contatos e conexões. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b). Para que seja feita esta comparação é necessário referir os valores sempre à mesma temperatura.

A NBR 5356-1 (2007) diz que a medição deve ser realizada com corrente contínua pelo método de ponte ou pelo método da queda de tensão. A corrente

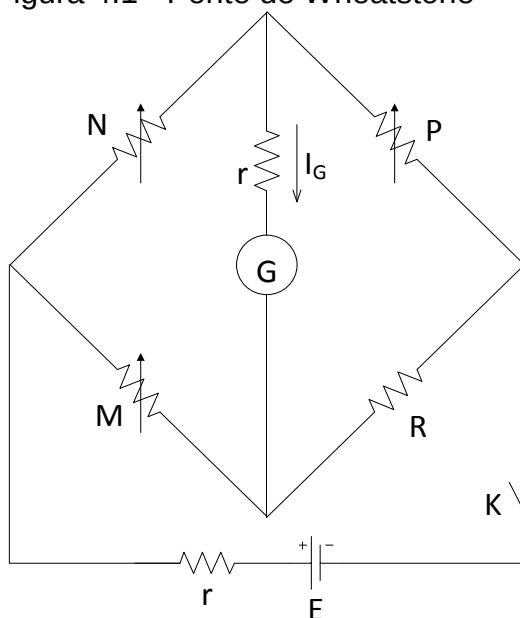
utilizada no ensaio não deve ser superior a 15% do valor da corrente nominal do enrolamento.

4.1.1 Método de ponte

Neste método é empregada uma ponte de Wheatstone ou uma ponte de Kelvin para medir o valor de resistência do enrolamento. Este método apresenta uma maior precisão se comparado com o método da queda de tensão. Por esse motivo a NBR 5356-1 (2007) aconselha sua utilização para enrolamentos com corrente nominal inferior a 1A.

A ponte de Wheatstone é geralmente utilizada para medição de resistências maiores de $1\ \Omega$. Conforme indicado na Figura 4.1, o valor da resistência R será medido conforme o ajuste das resistências variáveis M, N e P, de forma que a corrente que circula pelo galvanômetro G seja nula. Pode-se então, a partir de (4.1), calcular o valor de R. (PAULINO, 2008).

Figura 4.1 - Ponte de Wheatstone

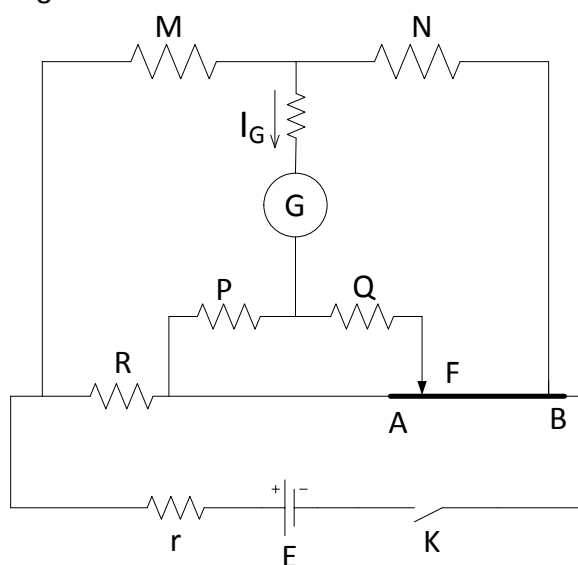


Fonte: MEDEIROS FILHO, 1981.

$$R = \frac{M}{N} P \quad (4.1)$$

A ponte de Kelvin é utilizada para medição de enrolamentos com baixos valores de resistência, variando de $10 \mu\Omega$ a 1Ω . Por esse motivo deve-se levar em consideração a resistência dos fios do instrumento de medição para evitar erros de leitura. (PAULINO, 2008). Conforme mostrado na Figura 4.2, a operação desta técnica é bastante simples, bastando apenas ajustar o valor da resistência variável F de modo que a corrente que circula pelo galvanômetro G seja nula. Numa ponte de Kelvin é sempre mantida a relação expressa em (4.2) e o valor da resistência a ser medida é calculada por (4.3). (MEDEIROS FILHO, 1981).

Figura 4.2 - Ponte de Kelvin



Fonte: MEDEIROS FILHO, 1981.

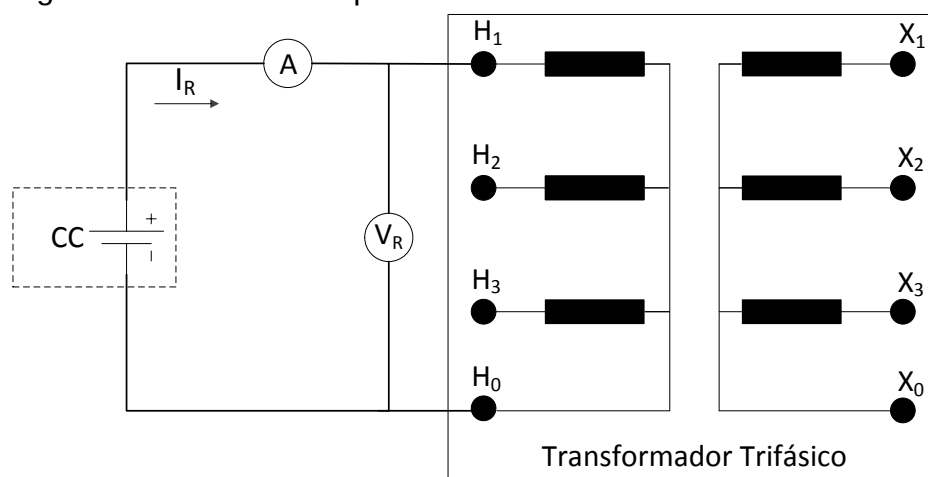
$$\frac{M}{N} = \frac{P}{Q} \quad (4.2)$$

$$R = \frac{M}{N} F \quad (4.3)$$

4.1.2 Método da queda de tensão

Este método é o mais utilizado para medição da resistência ôhmica dos enrolamentos de transformadores de potência. Ele consiste em determinar o valor da resistência através da leitura de tensão e corrente, utilizando a lei de ohm. O circuito básico deste ensaio é mostrado na Figura 4.3.

Figura 4.3 - Método da queda de tensão



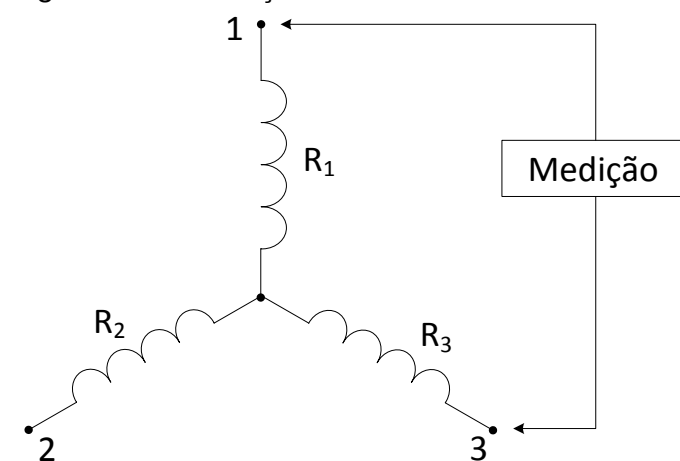
Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Neste ensaio, faz-se circular uma corrente I_R ao enrolamento a ser medido através de uma fonte de tensão contínua com corrente controlada. Mede-se, então, os valores da corrente I_R e da tensão V_R e aplica-se a lei de ohm para obter o valor da resistência R , conforme mostrado em (4.4). (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b).

$$R = \frac{V_R}{I_R} \quad (4.4)$$

4.1.3 Valor da resistência ôhmica para enrolamentos conectados em estrela sem neutro acessível

Figura 4.4 – Medição da conexão estrela sem neutro acessível



Fonte: Elaboração dos autores, 2012

Para transformadores trifásicos com estas características, a medição deve ser realizada aos pares, conforme mostra a Figura 4.4. Obtém-se, desta maneira, os valores das resistências entre os pontos 1 e 2 (R_{12}), pontos 2 e 3 (R_{23}) e pontos 1 e 3 (R_{13}). A resistência de cada enrolamento é dada por (4.5), (4.6) e (4.7). (PAULINO, 2008).

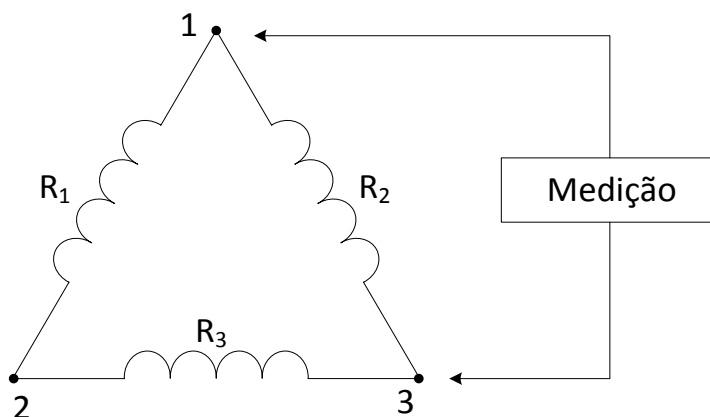
$$R_1 = \frac{1}{2} (R_{12} + R_{13} - R_{23}) \quad (4.5)$$

$$R_2 = \frac{1}{2} (R_{23} + R_{12} - R_{13}) \quad (4.6)$$

$$R_3 = \frac{1}{2} (R_{13} + R_{23} - R_{12}) \quad (4.7)$$

4.1.4 Valor da resistência ôhmica para enrolamentos conectados em triângulo

Figura 4.5 - Medição da resistência com ligação triângulo.



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Para transformadores trifásicos com enrolamentos conectados em triângulo, a medição também deve ser executada aos pares, ou seja, entre os pontos 1 e 2 (R_{12}), pontos 2 e 3 (R_{23}) e pontos 1 e 3 (R_{13}), conforme apresentado na Figura 4.5. O valor da resistência de cada enrolamento é dado por (4.8), (4.9) e (4.10). (PAULINO, 2008).

$$R_1 = \frac{2R_{12}R_{13}}{R_{12} + R_{13} - R_{23}} - \frac{R_{12} + R_{13} - R_{23}}{2} \quad (4.8)$$

$$R_2 = \frac{2R_{12}R_{23}}{R_{12} + R_{23} - R_{13}} - \frac{R_{12} + R_{23} - R_{13}}{2} \quad (4.9)$$

$$R_3 = \frac{2R_{23}R_{13}}{R_{23} + R_{13} - R_{12}} - \frac{R_{23} + R_{13} - R_{12}}{2} \quad (4.10)$$

4.1.5 Correção dos resultados para a temperatura de referência

Segundo a NBR 5356-1 (2007), os valores das resistências ôhmicas dos enrolamentos devem ser referidos a uma temperatura de base. O valor da temperatura de referência é determinado por uma tabela existente nesta norma, apresentada aqui como Tabela 4.1. O valor da resistência ôhmica do enrolamento corrigido para a temperatura de referência é dado por (4.11).

Tabela 4.1 - Temperaturas de referência

Limites de elevação de temperatura dos enrolamentos [°C]	Temperatura de referência [°C]
55	75
65	85
95	115

Fonte: NBR 5356-1, 2007.

$$R_B = R_A \frac{\theta_B + k}{\theta_A + k} \quad (4.11)$$

Onde:

R_A : Resistência medida na temperatura θ_A . [Ω];

R_B : Resistência corrigida para temperatura de referência θ_B . [Ω];

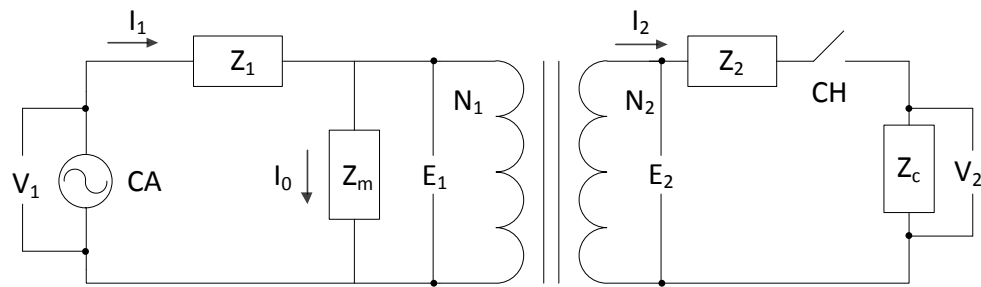
θ_A : Temperatura do meio circundante. [°C];

- θ_B : Temperatura de referência. [°C];
 k : Constante com valor de 234,5 para o cobre e 225,0 para o alumínio.

4.2 ENSAIO DE RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO

O objetivo deste ensaio é medir a relação de transformação, definida como a razão entre a tensão primária e secundária de um transformador. Analisando o circuito equivalente simplificado de um transformador monofásico mostrado na Figura 4.6, pode-se definir a relação de transformação teórica K_T por (4.12). (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b).

Figura 4.6 - Impedâncias do transformador monofásico



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

$$K_T = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} \quad (4.12)$$

Para transformadores ligados a vazio, o valor da corrente I_1 corresponde ao valor da corrente de magnetização I_0 , sendo a queda de tensão neste enrolamento muito pequena. Desta forma temos (4.13).

$$V_1 \cong E_1 \quad (4.13)$$

Como o valor de I_2 é nulo, obtém-se (4.14).

$$V_2 = E_2 \quad (4.14)$$

Assim, nesta condição, utiliza-se (4.15) para determinar o valor da relação de transformação teórica K_T com um pequeno erro, já que E_1 e E_2 são inacessíveis a uma medição. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b).

$$K_T = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} \cong \frac{V_1}{V_2} \quad (4.15)$$

Ao aplicar uma carga Z_C ao transformador da Figura 4.6, uma corrente I_2 circulará no enrolamento secundário, provocando uma queda de tensão em Z_2 . Desta forma, o valor de V_2 torna-se diferente de E_2 . Do mesmo modo, a corrente I_1 não será somente a corrente de magnetização I_m , aumentando assim a queda de tensão em Z_1 . Nestas condições, defini-se o valor da relação de transformação real K_R dada por (4.16), sendo definida como a relação real entre as tensões primárias e secundárias quando o transformador opera com carga. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b).

$$K_R = \frac{V_1}{V_2} \quad (4.16)$$

Para transformadores com baixos valores de perdas, adotam-se, na prática, as relações mostradas em (4.17), sendo K definida como a relação de transformação. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b).

$$K = K_T = \frac{E_1}{E_2} \cong K_R = \frac{V_1}{V_2} \quad (4.17)$$

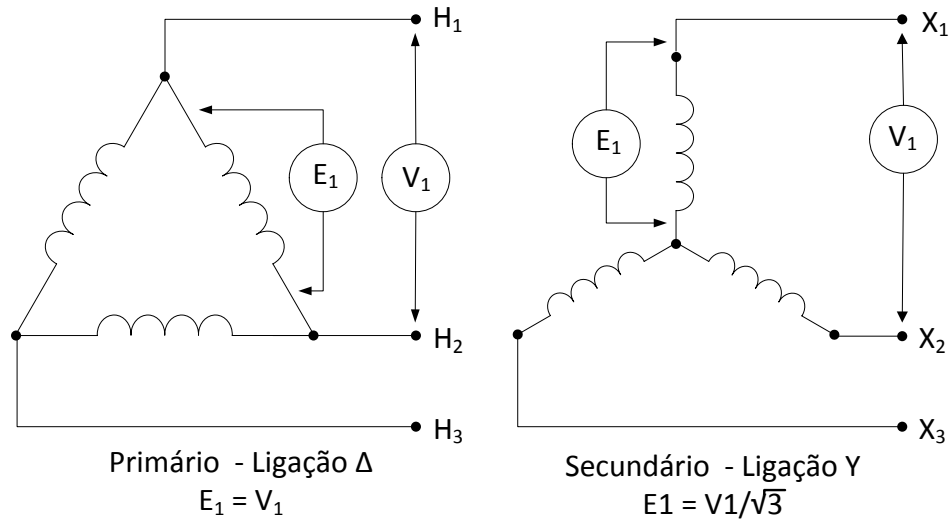
Desta maneira, os transformadores podem ser classificados de acordo com o valor de K :

- a) Para $K > 1$ – Transformador abaixador;
- b) Para $K < 1$ – Transformador elevador.

Para transformadores trifásicos, nem sempre a relação de transformação é dada pela relação direta entre a tensão primária V_1 e a tensão secundária V_2 . A

relação de transformação K apresentada em (4.17) só é válida em transformadores trifásicos quando é utilizado o mesmo tipo de ligação nos enrolamentos primário e secundário. Como exemplo, a Figura 4.7 mostra um transformador com ligação Δ -Y onde o fator $\sqrt{3}$ deve ser utilizado para o cálculo de K . (GCOI, 1992).

Figura 4.7 - Transformador trifásico Delta-Estrela



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

A relação de transformação de transformadores trifásicos com ligações Δ -Y e Y- Δ são dadas respectivamente por (4.18) e (4.19).

$$K_{\Delta-Y} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} \cong \frac{V_1}{V_2/\sqrt{3}} = \sqrt{3} \frac{V_1}{V_2} \quad (4.18)$$

$$K_{Y-\Delta} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} \cong \frac{V_1/\sqrt{3}}{V_2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{V_1}{V_2} \quad (4.19)$$

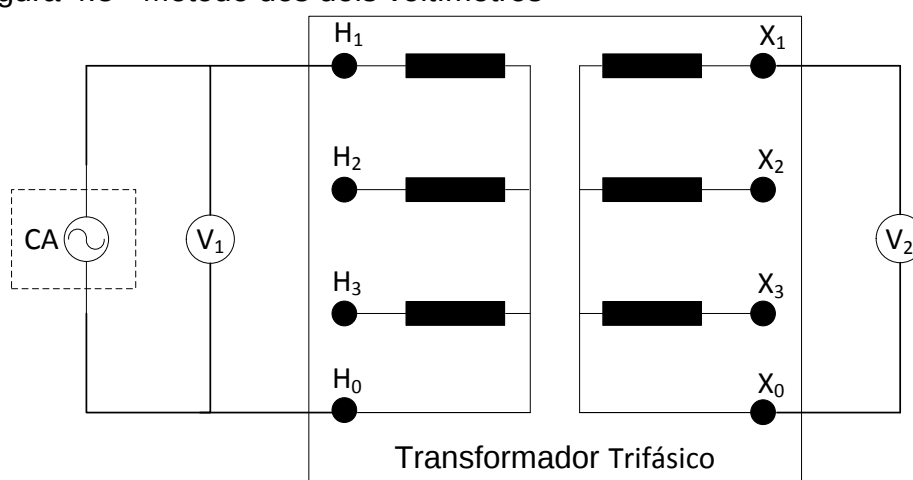
A NBR 5356-1 (2007) descreve vários métodos da realização do ensaio de relação de transformação. Neste trabalho serão descritos os dois métodos mais utilizados:

- Método do voltímetro;
- Método do transformador de referência de relação variável.

4.2.1 Método do voltímetro

Neste método de ensaio aplica-se uma tensão nos terminais de um dos enrolamentos do transformador, deixando o outro enrolamento aberto. O valor desta tensão deve ser igual ou inferior à tensão nominal do enrolamento. Desta forma, efetua-se a leitura simultânea dos valores de tensão nos enrolamentos primário e secundário conforme mostrado na Figura 4.8. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b).

Figura 4.8 - Método dos dois voltímetros



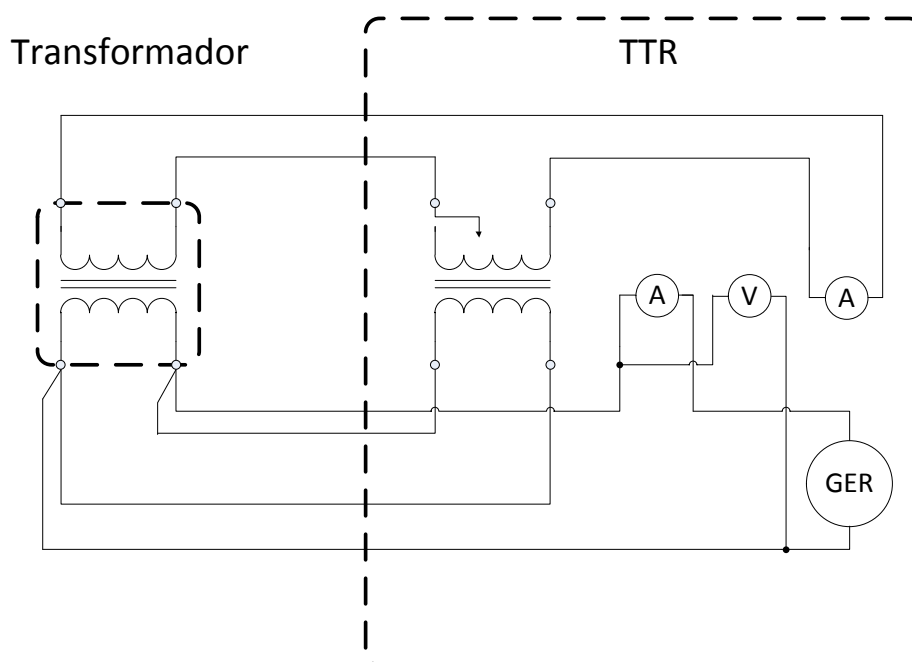
Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

4.2.2 Método do transformador de referência de relação variável

Neste método de ensaio, utiliza-se um instrumento que possui um transformador de relação de espiras variável, um gerador e um indicador de tensão. Este instrumento é conhecido como TTR (*transformer turn ratio*), cujo diagrama simplificado é mostrado na Figura 4.9. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b).

O TTR é o instrumento mais utilizado para medição da relação de transformação em transformadores de potência. Seu funcionamento baseia-se em alimentar o transformador a ser ensaiado com a mesma fonte do transformador com relação ajustável, sendo os enrolamentos secundários de ambos transformadores ligados em série com polaridade invertida. Quando o valor da corrente nos enrolamentos secundários for nulo, o transformador ensaiado terá a mesma relação do transformador com enrolamento variável, que é indicada no instrumento. (GCOI, 1992).

Figura 4.9 - Circuito simplificado do TTR



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

4.2.2.1 Utilização do TTR em transformadores trifásicos

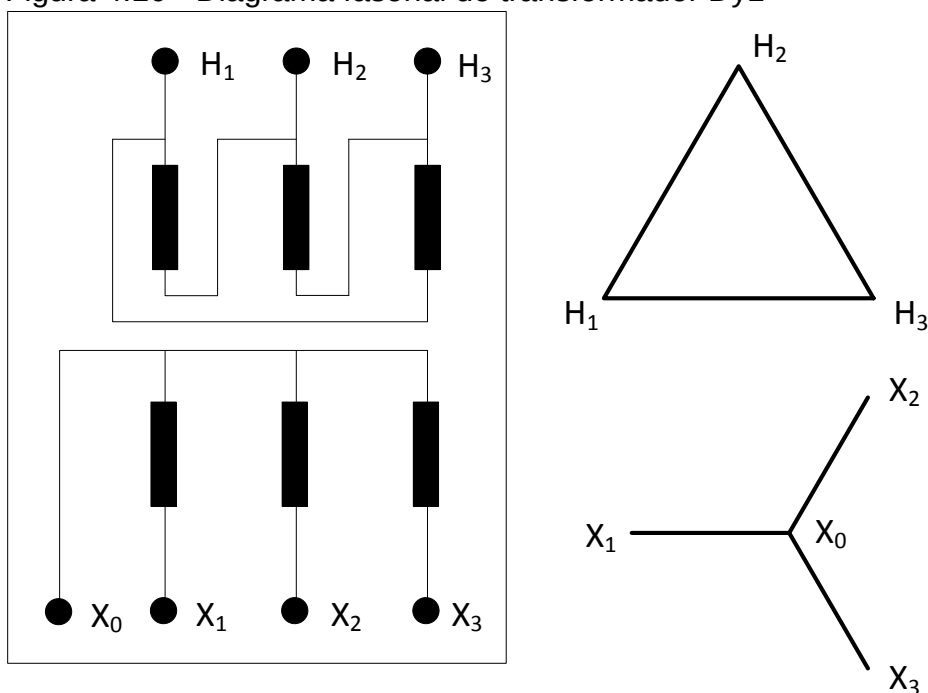
Em transformadores trifásicos, a medição com o TTR é realizada por fase, sempre se levando em consideração o tipo de ligação dos enrolamentos primário e secundário (delta ou estrela). Não poderá haver defasamento angular entre as tensões dos enrolamentos da fase medida. (GCOI, 1992).

Como exemplo, um transformador Dy1, no qual o diagrama fasorial é mostrado na Figura 4.10, deverá ter as medições da relação de transformação realizadas entre os seguintes terminais:

- a) $H_3 / H_1 - X_0 / X_1$;
- b) $H_1 / H_2 - X_0 / X_2$;
- c) $H_2 / H_3 - X_0 / X_3$.

Com o TTR, além da relação de transformação, pode-se também comprovar a polaridade, deslocamento angular e sequência de fases de transformadores trifásicos de potência. (GCOI, 1992).

Figura 4.10 - Diagrama fasorial do transformador Dy1



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

4.2.3 Valores limites

A NBR 5356-1 (2007) diz que a tolerância máxima para o desvio do valor da relação de transformação medido, em relação ao valor nominal de placa, é de 0,5%. O desvio percentual é dado por (4.20).

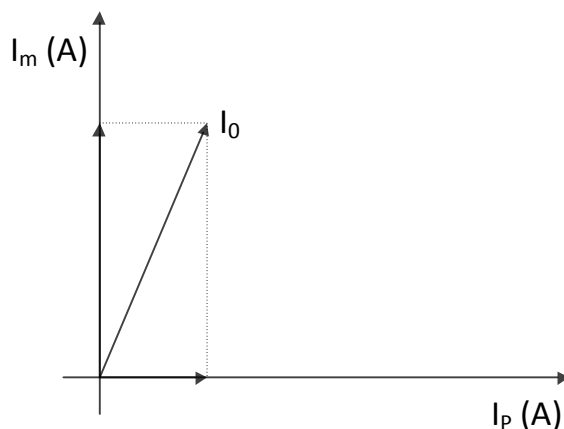
$$\text{Desvio\%} = \frac{\text{Valor}_{\text{medido}} - \text{Valor}_{\text{nominal}}}{\text{Valor}_{\text{nominal}}} 100 \quad (4.20)$$

4.3 ENSAIO DE CORRENTE DE EXCITAÇÃO COM TENSÃO REDUZIDA

A corrente de excitação é a corrente que surge no enrolamento primário de um transformador quando nele é aplicada uma tensão de valor nominal, enquanto os terminais do enrolamento secundário estão sem carga. Sua função é suprir as perdas a vazio e produzir um fluxo magnético necessário ao funcionamento do transformador. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a).

A corrente de excitação I_0 pode ser dividida em duas parcelas, conforme mostra o gráfico da Figura 4.11.

Figura 4.11 - Componentes da corrente de excitação



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

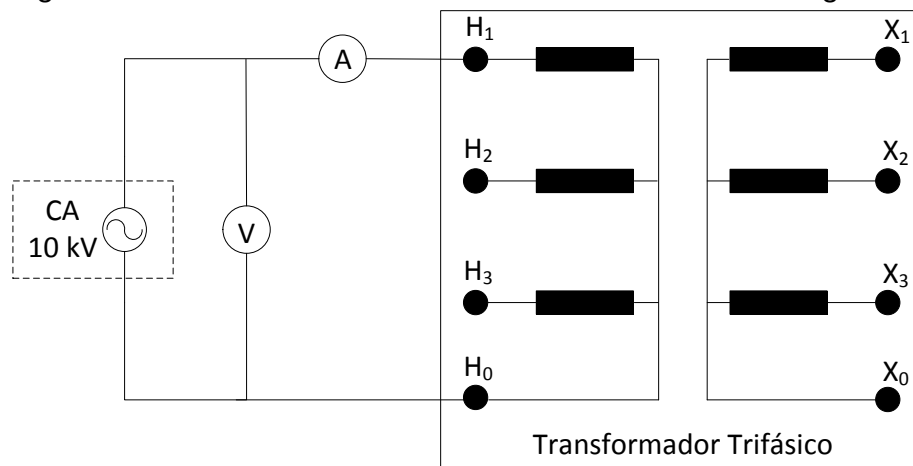
A corrente I_p é a componente ativa, sendo responsável pelas perdas no núcleo. Já a corrente I_m reativa, é responsável pela criação do fluxo magnético que circula pelo mesmo núcleo. Para transformadores com alto rendimento (baixas perdas) a componente I_p é muito pequena, tornando o valor de I_0 bem próximo de I_m . (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]a).

Conforme já mencionado, a medição da corrente de excitação deve ser realizada aplicando-se tensão nominal ao transformador. Entretanto, a realização deste ensaio, nestas condições, para transformadores de potência no local da instalação é impraticável, pelo fato de não existirem equipamentos de ensaios portáteis capazes de gerar tensões iguais ou superiores a 69 kV. Por este motivo, para trabalhos em campo, este ensaio é realizado com tensão reduzida na ordem de 10 kV.

Embora a realização deste ensaio com tensão reduzida não revele o valor real da corrente de magnetização, pode-se detectar possíveis falhas no equipamento ensaiado. Este ensaio é normalmente empregado na localização de defeitos na estrutura magnética do núcleo e também no isolamento dos condutores do enrolamento, que resultam em curtos-circuitos entre espiras. Tais defeitos ocasionam o aumento da relutância do circuito magnético, implicando no aumento da corrente de excitação. (GCOI,1992).

O circuito utilizado na realização deste ensaio é mostrado na Figura 4.12, onde uma tensão é aplicada ao enrolamento primário do transformador e o valor da corrente circulante é registrado. Em transformadores trifásicos a medição deve ser realizada nas três fases e em cada derivação do comutador sobre carga, caso o transformador possua.

Figura 4.12 - Circuito usado no ensaio de corrente de magnetização



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Ressalta-se que este ensaio deve ser realizado antes de qualquer outro que utilize corrente contínua, pois os resultados serão incorretos devido ao fluxo magnético residual no núcleo. A análise dos resultados é feita comparando os valores obtidos com os ensaios oriundos de fábrica ou outros realizados anteriormente. (GCOI, 1992).

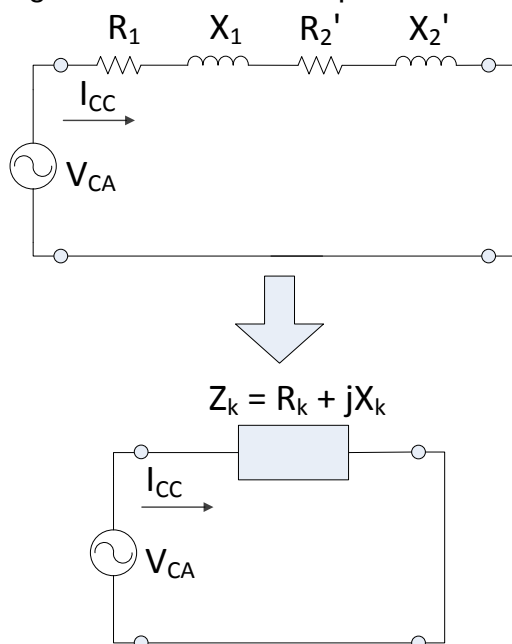
Para transformadores trifásicos de núcleo envolvido, com enrolamentos ligados em estrela, as fases externas (H_1 e H_3) apresentam valores de corrente de excitação similares, porém, de valor superior ao da fase central (H_2). Isto ocorre pela assimetria do circuito magnético do núcleo, que proporciona à fase central uma menor relutância. Isto porém, não ocorre em transformadores com núcleo envolvente, devido às duas colunas adicionais, que tornam a relutância nas três fases semelhantes.

4.4 IMPEDÂNCIA DE CURTO-CIRCUITO E REATÂNCIA DE DISPERSÃO

Segundo a NBR 5356-1 (2007) a impedância de curto-circuito de um par de enrolamentos é a impedância série equivalente expressa em ohms, medida nos terminais de um enrolamento, enquanto os terminais do outro enrolamento estão em curto-circuito. Também pode ser definida como a impedância correspondente quando uma tensão é aplicada em uma determinada fase do enrolamento primário, estando os terminais do secundário correspondente à mesma fase curto-circuitados, fazendo circular uma corrente nominal nos dois enrolamentos (primário e secundário) do transformador.

No circuito apresentado na Figura 4.13, o ramo que representa as perdas no núcleo é desprezado, pois o valor da corrente de curto-circuito I_{CC} é muito superior ao valor da corrente de magnetização.

Figura 4.13 - Circuito equivalente no ensaio de curto-circuito



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

O valor da impedância de curto-circuito normalmente é expresso de forma adimensional, em valor percentual, como uma fração da impedância de referência Z_{ref} do mesmo enrolamento, conforme mostrado em (4.21) e (4.22). (NBR 5356-1, 2007).

$$Z_{\%} = 100 \frac{Z_k}{Z_{ref}} \quad (4.21)$$

$$Z_{ref} = \frac{V_N^2}{S_N} \quad (4.22)$$

Onde:

$Z_{\%}$: Impedância percentual do transformador;

Z_k : Impedância medida no ensaio;

Z_{ref} : Impedância de referência;

V_N : Tensão nominal ou da derivação do enrolamento referente a Z_{ref} ;

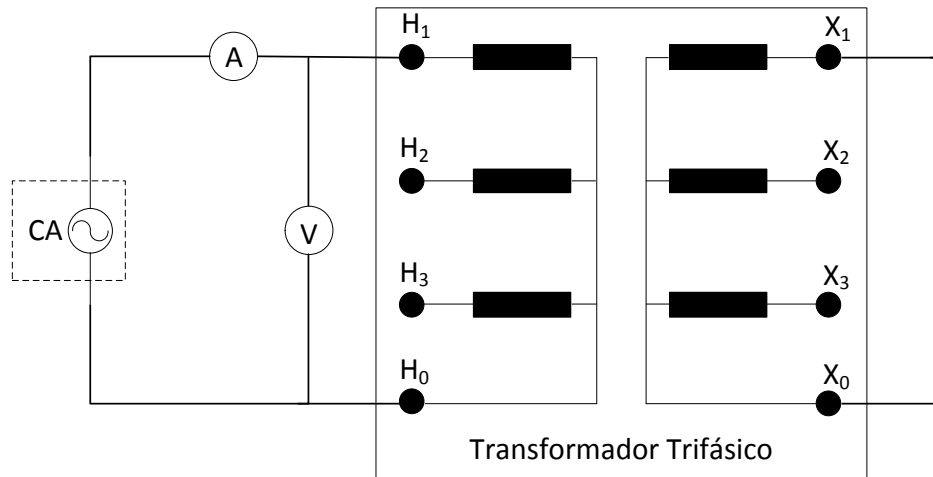
S_N : Potência nominal do transformador.

O ensaio de medição da impedância de curto-circuito pode ser utilizado como uma ferramenta de diagnóstico sensível a alterações das características elétricas dos enrolamentos de transformadores, ocasionadas por diversos eventos. Quando um sistema de potência sofre uma condição de curto-circuito, uma corrente de valor elevado flui através dos enrolamentos do transformador, gerando forças mecânicas extremamente altas, podendo ocasionar danos aos enrolamentos e, conseqüentemente, à falha do transformador. Este ensaio pode, portanto, ser utilizado para detectar estes danos (deformação ou deslocamento) em enrolamentos de transformadores. (BELTRÃO; NUNES; PAULINO, 2009a).

O ensaio de medição da impedância de curto-circuito quando realizado em campo, utiliza os mesmos procedimentos dos ensaios de perdas em curto-circuito realizados em fábrica, porém, com a tensão de ensaio reduzida para os valores disponíveis no local, sendo normalmente de 127 a 440 V, 60 Hz. (GCOI, 1992). A Figura 4.14 mostra o circuito utilizado na aplicação deste ensaio.

Quando este ensaio é realizado com tensão reduzida, normalmente o valor da corrente nominal não é alcançado. Desta maneira, utiliza-se (4.23) para determinar o valor da impedância nominal percentual.

Figura 4.14 - Circuito utilizado no ensaio de impedância de curto-circuito



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

$$Z_{\%} = \frac{V_M}{V_N} \frac{I_N}{I_M} 100 \quad (4.23)$$

Onde:

$Z_{\%}$: Impedância percentual do transformador;

V_N : Tensão nominal ou da derivação do enrolamento referente a Z_{ref} ;

I_N : Corrente nominal ou da derivação do enrolamento referente a Z_{ref} ;

V_M : Tensão medida no ensaio;

I_M : Corrente medida no ensaio.

Atualmente, grande parte das concessionárias de energia elétrica dispõe de modernos equipamentos capazes de realizar a medição dos valores complexos (módulo e ângulo) de corrente e tensão utilizadas no ensaio. Assim sendo, o valor das reatâncias de dispersão L_1 e L_2 e das resistências ôhmicas R_1 e R_2 podem ser calculados a partir da impedância de curto circuito, conforme mostrado em (4.24), (4.25) e (4.26) que mostram os cálculos referente ao enrolamento primário.

$$R_1 = Z_1 \cos \phi \quad (4.24)$$

$$X_1 = Z_1 \sin \phi \quad (4.25)$$

$$L_1 = \frac{X_1}{2\pi f} \quad (4.26)$$

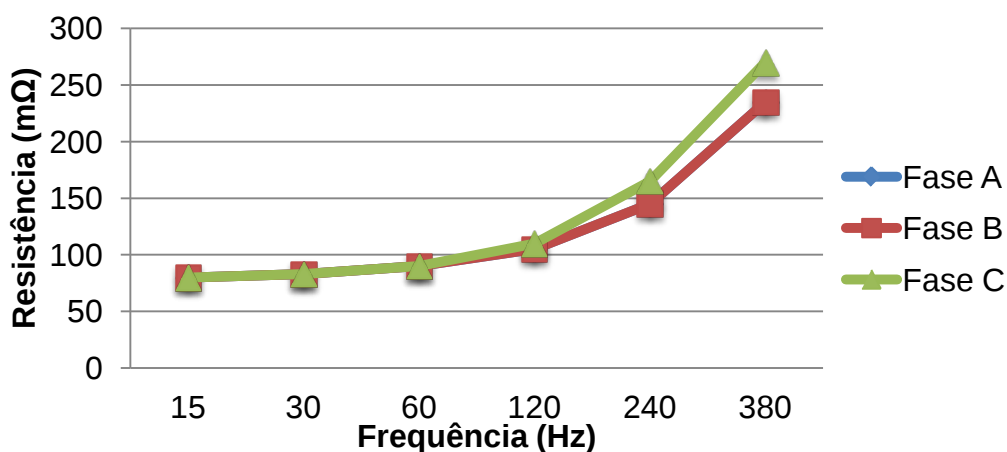
A diferença entre a relação de dispersão medida nas três fases deve estar dentro dos 3% do valor calculado, a partir do ensaio de fábrica. Entretanto, a porcentagem da impedância de curto circuito não deve variar mais que 1% a partir dos resultados medidos do equipamento em boa condição. (BELTRÃO; NUNES; PAULINO, 2009a).

Alterações observadas na reatância de dispersão servem como indicação de deslocamento das bobinas e problemas estruturais, pois estes defeitos podem afetar a trajetória do fluxo de dispersão, resultando numa mudança na reatância de dispersão medida. (BELTRÃO; NUNES; PAULINO, 2009a).

Para que seja obtido um resultado mais preciso neste ensaio, pode-se adotar o método FRSL (*Frequency Response of Stray Losses*) como indicador confiável da distorção dos enrolamentos de transformadores. Este método utiliza medidas com variação da frequência na faixa entre 15 e 400 Hz. Resultados práticos mostram que determinadas falhas não são detectadas em ensaios que utilizam somente a frequência fundamental de 60 Hz. (BELTRÃO; NUNES; PAULINO, 2009a).

Como exemplo, o Gráfico 4.1 mostra o resultado obtido de um ensaio de impedância de curto-circuito utilizando o método FRSL. Neste gráfico nota-se uma diferença da curva correspondente à fase C em relação às demais fases, sendo isto um indicativo de defeito.

Gráfico 4.1 - Resistência ôhmica em função da frequência



Fonte: (BELTRÃO; NUNES; PAULINO, 2009).

A diferença mostrada no Gráfico 4.1 é decorrente de um curto-circuito entre condutores da mesma espira em um ponto de transposição que resultou num aumento nas perdas do enrolamento. Como já relatado no capítulo anterior, esta transposição ocorre para que não aconteça o surgimento de correntes parasitas nas barras de cobre que constituem o enrolamento. Este defeito só foi detectado com a utilização da técnica FRSL, pois a diferença de valores pode somente ser notada para frequências superiores a 100 Hz. (BELTRÃO; NUNES; PAULINO, 2009a).

Pode-se notar ainda no exemplo apresentado, que o valor da resistência ôhmica aumenta com o aumento da frequência. Isto ocorre pelo surgimento de um fenômeno chamado efeito pelicular. O efeito pelicular é caracterizado pela repulsão entre linhas de corrente eletromagnética, criando a tendência de esta corrente fluir na superfície do condutor. Tal efeito é proporcional à intensidade de corrente, frequência e das características magnéticas do condutor. Deste modo, a resistência em corrente alternada de um determinado condutor aumenta à medida que aumenta o valor da frequência da corrente que o percorre. (PAULINO, 2011b).

4.5 FATOR DE POTÊNCIA DE ISOLAMENTO

Conforme descrito no capítulo 3, o sistema de isolamento impacta diretamente na vida útil do transformador, representando um dos principais aspectos a ser considerado no que concerne o bom funcionamento do equipamento.

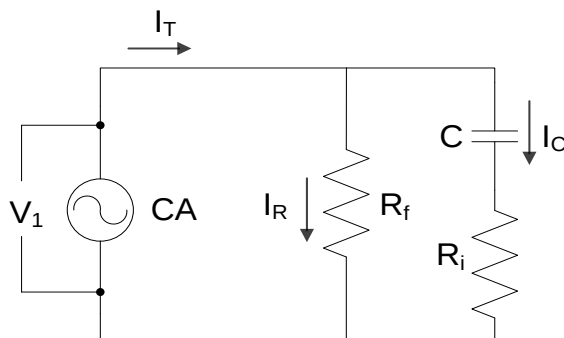
As perdas por efeito joule do transformador, além de outros fatores como umidade, danos mecânicos, agentes químicos, entre outros, reduzem o isolamento de forma a comprometer o equipamento. (PAULINO, 2008).

Nas condições ideais, o sistema de isolamento do transformador comporta-se como um capacitor. Portanto, quando um sistema de isolamento ideal, sem perdas, é ligado a uma fonte alternada, a corrente que o atravessa será capacitiva, ou seja, adiantada de 90° em relação à tensão aplicada. Esta corrente é conhecida por I_C . (GCOI, 1992).

Contudo, por não existir um sistema de isolamento perfeito, associado à capacitância há uma componente resistiva, conhecida por resistência de isolação, R_f . Desta forma, ao conectar uma fonte de corrente alternada ao circuito equivalente da Figura 4.15, que representa o circuito equivalente de um isolamento real, surgirá,

além da corrente capacitiva descrita anteriormente, uma corrente resistiva em fase com a tensão aplicada, conhecida por I_R . Esta corrente resistiva surge a partir da transformação da energia fornecida pelo campo elétrico em energia térmica, representando as perdas por aquecimento. (PESENTE, 2004).

Figura 4.15 - Circuito equivalente real do isolamento do transformador com uma tensão CA aplicada



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Nas condições ideais, a corrente I_R é nula, sendo a relação entre I_R e I_C é dado por (4.27).

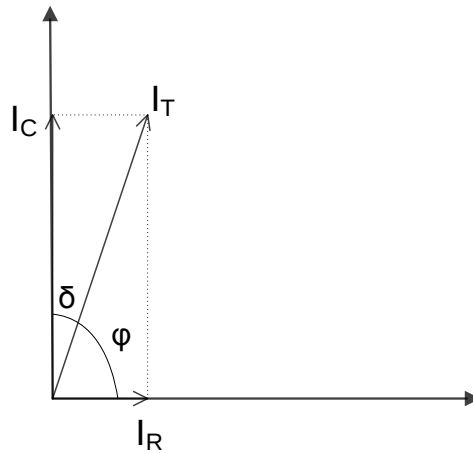
$$\frac{I_R}{I_C} = 0 \quad (4.27)$$

A partir da Figura 4.15, tem-se R_i , que representa a permissividade do material, ou seja, associado às perdas energéticas por absorção na massa do material e que transformam energia cinética em térmica. As capacitâncias são representadas por C . R_f representa a condutância do dielétrico, ou seja, as cargas condutoras “livres” existentes no dielétrico que, mesmo sendo poucas, estão sempre presentes e fazem com que diminutas correntes apareçam na aplicação de um campo elétrico. (PESENTE, 2004).

O diagrama fasorial, resultante de um sistema de isolamento real, pode ser exemplificado conforme a Figura 4.16.

Com I_R apresentando valor maior que zero, tem-se (4.28), que determina o fator de perdas conhecido também como fator de dissipação (FD) ou tangente delta, que permite avaliar as condições do isolamento de transformadores isolados a óleo. (GCOI, 1992).

Figura 4.16 - Diagrama fasorial de um sistema de isolamento real



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

$$\tan \delta = \frac{|I_R|}{|I_C|} = \frac{1}{R \, 2\pi f \, C} = \text{fator de perdas} \cong \cos \varphi \quad (4.28)$$

Perante a análise da Figura 4.16, nota-se que, com a determinação do cosseno do ângulo φ , formado entre I_R e I_T , é possível calcular o fator de potência do isolamento, conforme (4.29).

$$\cos \varphi = \frac{|I_R|}{|I_T|} = \text{fator de potência (FP)} \quad (4.29)$$

A partir da Figura 4.16 conclui-se que o valor do $\cos \varphi$ é bem próximo do valor da $\tan \delta$, considerando δ um ângulo trigonometricamente pequeno conforme mostrado em (4.30), (4.31) e (4.32).

$$\cos \varphi = \sin (90^\circ - \varphi) = \sin \delta \quad (4.30)$$

$$\sin \delta \cong \tan \delta \quad (4.31)$$

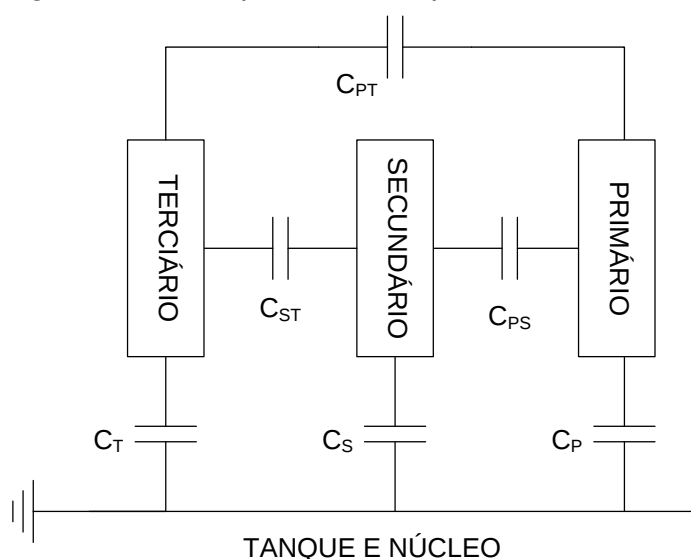
$$\cos \varphi \cong \tan \delta \quad (4.32)$$

Da análise entre (4.28), (4.30) e (4.31) pode-se estabelecer que o fator de potência é aproximadamente igual ao fator de perdas, (4.32), e também fornece

informações sobre o estado de isolamento do equipamento. Entretanto, esta análise é mais precisa para valores de ângulos de fator de perdas menores, apresentando relação de 99,7% entre FD e FP para ângulos de fator de perdas de 5°. À medida que este ângulo aumenta, a relação entre FD e FP diminui, chegando a 98,1% para um ângulo de 11° de FD. (GCOI, 1992).

As medições de fator de potência de isolamento em um transformador podem ser realizadas conforme o esquema simplificado de um transformador de três enrolamentos, tal como representa a Figura 4.17.

Figura 4.17 - Esquema das capacitâncias entre os enrolamentos



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Os valores de tensão de ensaio, segundo a NBR 5356-1 (2007) devem estar compreendida entre 2,5 e 10 kV para enrolamentos com tensão nominal superior a 1,2 kV.

São dois os métodos descritos neste trabalho, normalmente empregados para a medição do fator de potência do isolamento de um transformador:

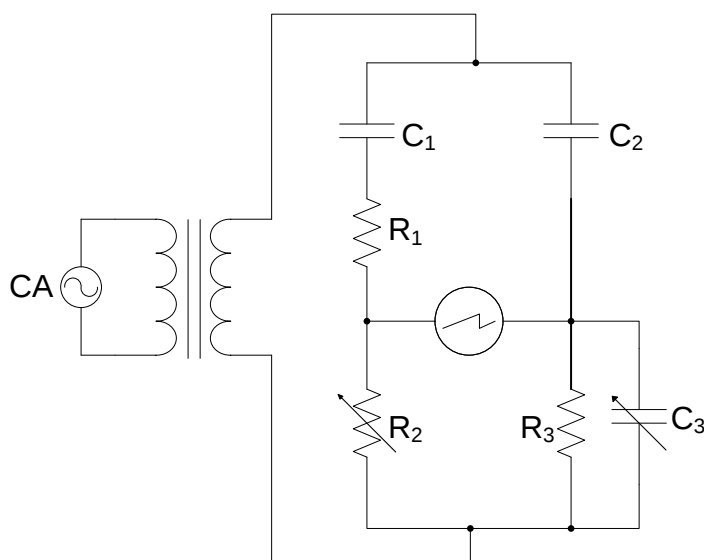
- a) Método ponte Schering;
- b) Método volt-ampère e perdas em watt.

4.5.1 Método ponte Schering

As medições de fator de dissipação são executadas através de um dos arranjos da ponte mostrado na Figura 4.18, através de um comparativo realizado com um capacitor padrão com capacitância e fator de perdas conhecidos. (GCOI, 1992).

Esta ponte é balanceada através de variações de resistências e capacitâncias até que o galvanômetro indique "zero", permitindo a leitura do fator de perdas diretamente.

Figura 4.18 - Circuito de medição através da ponte Schering



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Existem novas tecnologias de equipamentos automatizados que fazem os ajustes necessários para a medição de capacitância, fator de perdas e fator de potência a partir do circuito de ponte Schering.

4.5.2 Método volt-ampère e perdas em watt

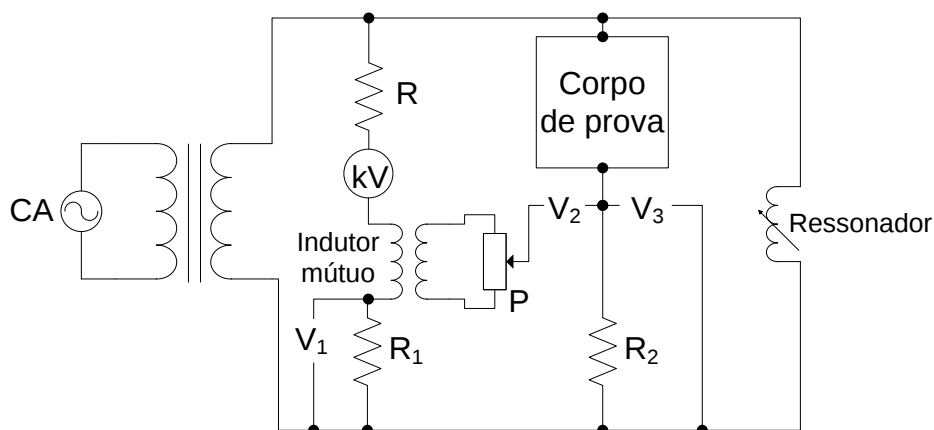
Este método utiliza instrumentos para ensaios em campo, através da medição de volt-ampère e perdas em watts da isolação. Desta modo, o fator de potência de isolamento é obtido de maneira indireta, através de (4.33) e (4.34), dependendo do equipamento utilizado.

$$\cos \varphi (\%) = \frac{mW}{mVA} 100 \quad (4.33)$$

$$\cos \varphi (\%) = \frac{W}{mA} 10 \quad (4.34)$$

A Figura 4.19 mostra o circuito de medição através do método de volt-ampère e perdas em watt.

Figura 4.19 - Circuito de medição do método de volt-ampère e perdas em watt



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

4.5.3 Critério de avaliação do fator de potência de isolamento

Mediante o exposto, verifica-se que para um bom isolamento, o valor do fator de potência (FP) ou fator de dissipação (FD) deve apresentar os menores valores possíveis.

A NBR 5356-1 (2007) determina valores máximos admissíveis para transformadores novos em 0,5% (para transformadores imersos em óleo com tensão nominal $\geq 72,5$ kV) e 0,7% (para transformadores com tensão nominal $< 72,5$ kV).

A norma IEEE 62-1995 indica que para transformadores envelhecidos por uso, são aceitáveis valores de FP de até 1%, enquanto que valores acima deste limite devem ser investigados.

4.5.4 Influência da temperatura no FP

Devido à variação das características elétricas dos materiais isolantes com a temperatura, os valores de FP tendem a aumentar com o aumento da temperatura. (GCOI, 1992; GAMBOA, 2003). Com isso, para se obter um quadro comparativo de ensaios realizados em diferentes épocas, considerando-se o mesmo equipamento, é importante fazer a correção dos valores obtidos no ensaio para a temperatura de referência de 20°, conforme descrito na ANSI 57.12.90, através dos fatores de correção (K), conforme Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Temperaturas de referência para correção do FP

Temperatura de °C	Fator de correção K
10	0,8
15	0,9
20	1,00
25	1,12
30	1,25
35	1,40
40	1,55
45	1,75
50	1,95
55	2,18
60	2,42
65	2,70
70	3,00

Fonte: NBR 5356-1, 2007.

O FP corrigido para 20° é dado através de (4.35).

$$FP_{20} = \frac{FP_T}{K} \quad (4.35)$$

Onde:

FP_{20} : Fator de potência corrigido para 20°C;

FP_T : Fator de potência medido;
K : Fator de correção conforme Tabela 4.2.

4.5.5 Influência da frequência no FP

A frequência influencia diretamente no fator de potência, isto decorre do fato de o FP ser uma relação entre as componentes de corrente resistiva (resistência de isolamento) e capacitiva (capacitância de isolamento).

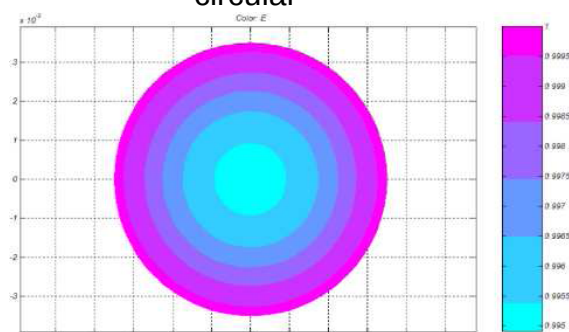
Antes de adentrar nos efeitos da variação de frequência no ensaio de fator de potência, será apresentado os conceitos de efeito pelicular, que impacta diretamente no valor da resistência de isolamento, e reatância capacitiva de isolamento.

4.5.5.1 Efeito Pelicular

A perda por movimento de elétrons, ou seja, por corrente de fuga no isolamento é dependente da frequência da tensão aplicada no isolamento. Isto ocorre devido ao efeito pelicular, também conhecido pelo termo em inglês *Skin effect* ou efeito kelvin, e é proporcional à intensidade de corrente, frequência e características do condutor. Conforme as simulações das Figura 4.20, Figura 4.21 e Figura 4.22, tal fenômeno causa a repulsão entre as linhas da corrente eletromagnética, fazendo a corrente tender a circular pela superfície do condutor. (BELTRÃO; PAULINO, 2010; ROBERT, 2000).

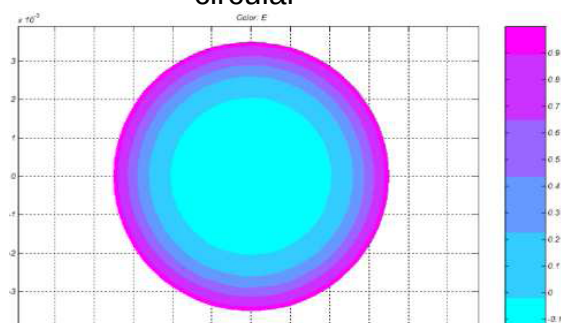
Com o aumento da frequência, a área efetiva para circulação da corrente no condutor diminui, resultando em um aumento do valor da resistência de isolação, R_f . Sendo essa resistência dependente da frequência, uma vez que há um aumento da frequência, ocorre também um aumento da corrente na camada superficial do elemento dielétrico e, conseqüentemente, a possibilidade do estabelecimento de correntes de fuga neste isolamento. (BELTRÃO; PAULINO, 2010).

Figura 4.20 – Distribuição da corrente elétrica em 60 Hz em condutor circular



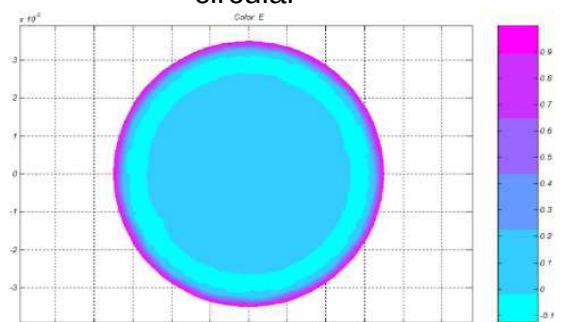
Fonte: BELTRÃO; PAULINO, 2010.

Figura 4.21 – Distribuição da corrente elétrica em 550 Hz em condutor circular



Fonte: BELTRÃO; PAULINO, 2010.

Figura 4.22 – Distribuição da corrente elétrica em 100 kHz em condutor circular



Fonte: BELTRÃO; PAULINO, 2010.

A situação das Figura 4.20, Figura 4.21 e Figura 4.22 é a mesma ocorrida no óleo do transformador que, por mais isolante que seja, passa a se comportar como um condutor das correntes de fugas com a elevação da frequência. O resultado deste aumento da frequência no fator de potência de isolamento, em relação ao diagrama fasorial da Figura 4.16, é a diminuição do ângulo φ por consequência do aumento de I_R .

4.5.5.2 Reatância capacitiva de isolamento

A capacitância de isolamento pode ser interpretada como uma reatância capacitiva, cujo valor varia com a frequência conforme (4.36).

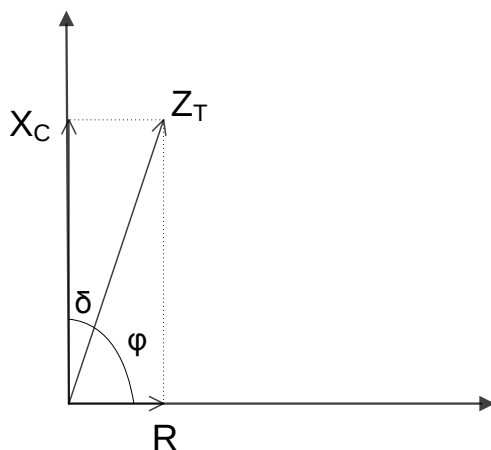
$$X_c = \frac{1}{2\pi f C} \quad (4.36)$$

Nota-se que o aumento da frequência, reduz proporcionalmente a reatância capacitiva de isolamento, implicando em um aumento do FP.

4.5.5.3 Composição entre resistência e reatância de isolamento

A representação da composição entre reatância e resistência de isolamento pode ser verificada na Figura 4.23, e interpreta como uma impedância de isolamento.

Figura 4.23 - Diagrama fasorial da reatância e resistência de isolamento



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

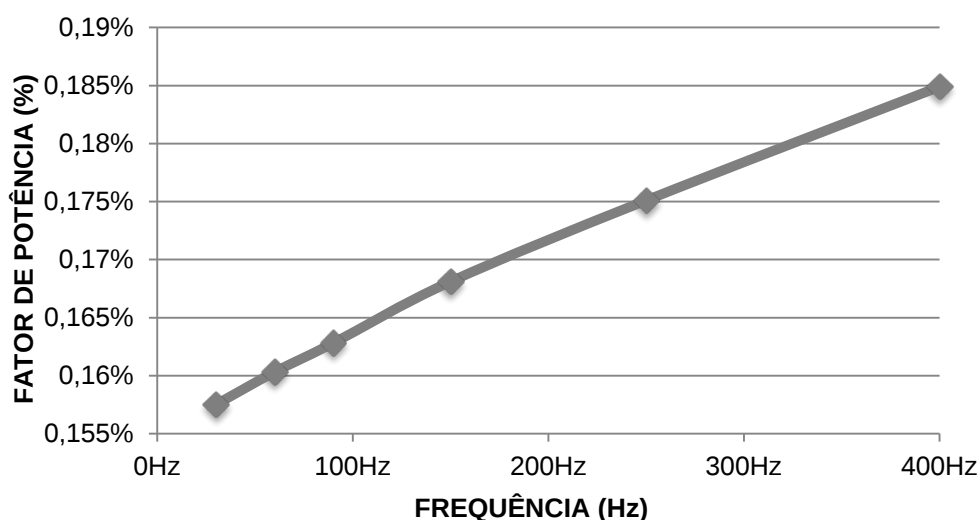
Como já descrito, o aumento da frequência, causa uma redução da reatância capacitiva e, devido ao efeito pelicular, há também elevação da resistência de isolamento. Como consequência, há o aumento do FP do transformador.

O comportamento do aumento do FP com a elevação da frequência ocorre apenas quando o óleo isolante está livre de umidade, assim, o ensaio de FP

pode ser tomado como indicador da pureza do óleo, bastando, variar a frequência e analisar o FP resultante. Ensaios práticos realizados evidenciam, no Gráfico 4.2, o comportamento dos valores de $\cos \varphi$ (FP) em função da variação de frequência compreendida entre 30 e 400 Hz.

Este método propicia uma melhor visualização do estado do isolamento do equipamento. Entretanto, ainda não é validado pela norma NBR 5356-1 (2007), que determina que os valores devem ser medidos na frequência de 60 Hz.

Gráfico 4.2 - Comportamento do FP com variação de frequência



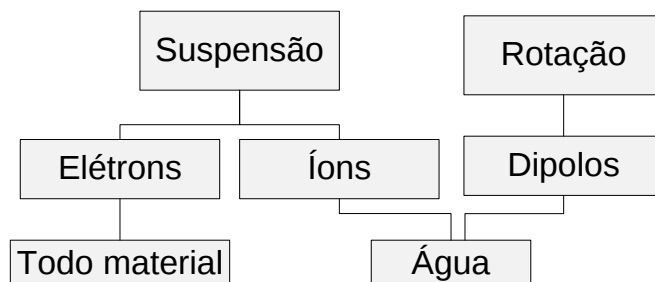
Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

4.5.5.4 Perdas por efeito de polarização no FP

A capacitância do transformador está diretamente relacionada às suas características geométricas e ao material isolante, haja vista que óleos minerais tendem a aumentá-la, devido o fenômeno da polarização. No entanto, os dipolos no material isolante absorvem energia, devolvendo-a quando este é descarregado. (BELTRÃO; PAULINO, 2010).

De forma geral, a polarização é causada por dois fatores: suspensão e rotação. A suspensão se dá pela polarização dos elétrons que compõem o óleo isolante e os íons das moléculas de água presentes no óleo, enquanto à rotação se dá pela polarização dos dipolos dos quais são compostas as moléculas de água. A Figura 4.24 apresenta os tipos efeitos de suspensão e rotação.

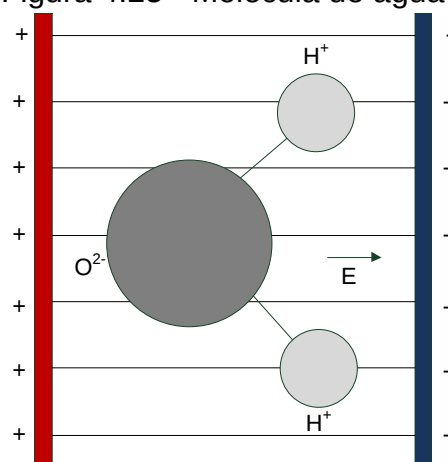
Figura 4.24 - Tipos de polarização



Fonte: BELTRÃO; PAULINO, 2010.

Dos tipos de polarização, o que mais interfere no FP é o dipolo, onde a presença de umidade no óleo do transformador degrada o nível de isolamento de acordo com a quantidade de concentração. Como a molécula da água é um dipolo, ocorre uma variação de polaridade em 180° quando está submetida a um campo elétrico variante, conforme Figura 4.25. (PAULINO, 2008; PESENTE, 2004).

Figura 4.25 - Molécula de água em um campo elétrico



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

A quantidade de umidade no óleo, assim, reflete-se no valor da capacitância existente entre a parte ativa e o tanque do transformador, onde o óleo faz a isolação deste meio, sendo a capacitância definida por (4.37).

$$C = \epsilon_1 \frac{A}{d} \quad (4.37)$$

Onde:

C : Capacitância;

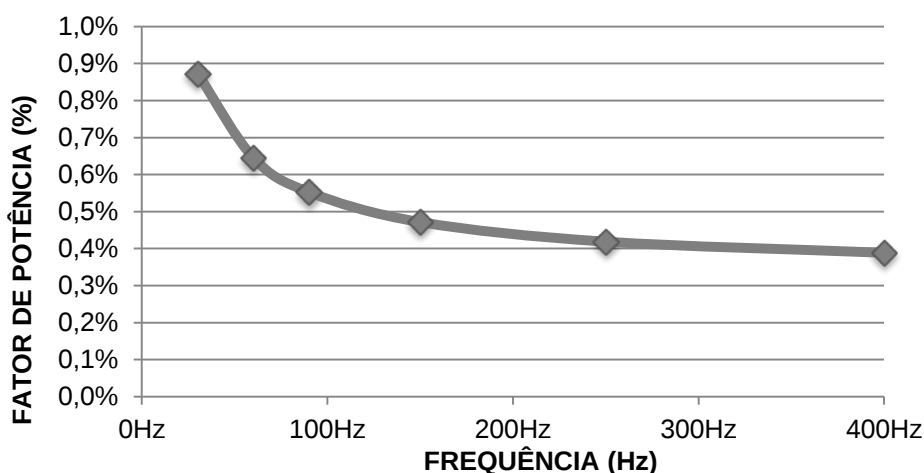
- A : Área da parte ativa e do tanque do transformador;
d : Distância entre a parte ativa e o tanque do transformador;
 ϵ_1 : Constante dielétrica do meio (óleo).

De acordo com Mora (2010) e Viana (2012), a constante dielétrica do óleo é 4,5. Com a presença da umidade no óleo, este valor de constante altera-se. Sendo o valor da constante dielétrica da água compreendida entre 78,5 e 80,4, a capacitância antes determinada por (4.37) passa a ser definida por (4.38), sendo ϵ_2 a constante dielétrica da água.

$$C = \epsilon_1 \cdot \epsilon_2 \frac{A}{d} \quad (4.38)$$

Com isso, o valor da capacitância em (4.38), influencia no valor do $\tan \delta$ dado por (4.28). Os valores de FP em transformadores em que há presença de água no óleo isolante, tende a diminuir com o aumento da frequência. Isto decorre do fato de dipolo de água alterar a capacitância de isolamento de diferentes formas, em função da frequência. Maiores detalhes podem ser visto em (MORA, 2010) e (PESENTE, 2004). No Gráfico 4.3, um teste prático real, mostra os valores de FP diminuindo com o aumento da frequência.

Gráfico 4.3 - Comportamento do FP com umidade e variação de frequência

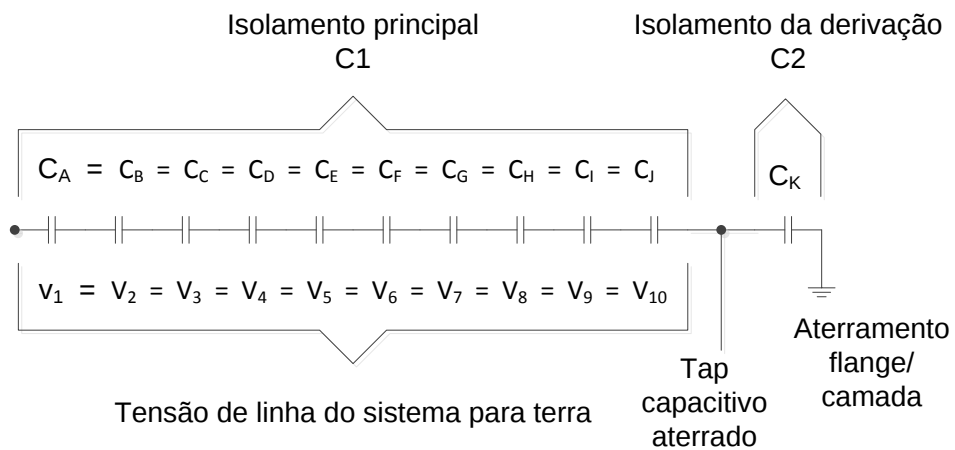


Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

4.5.6 Fator de potência em buchas

Conforme descrito no capítulo 3, as buchas do tipo capacitivas são providas de *tap* de derivação capacitiva e são compostas por duas capacitâncias. A principal C_1 é formada pela isolamento principal entre o condutor central e o *tap*. A capacitância C_2 é formada pelas camadas capacitivas que ficam entre o *tap* e a última camada aterrada. Estas duas capacitâncias estão presentes em buchas de 115 kV ou superiores. As buchas de até 69 kV possuem apenas a capacitância C_1 . (BELTRÃO; NUNES; PAULINO, 2009b). As Figura 4.26 e Figura 4.27 mostram um modelo representativo das capacitâncias de uma bucha.

Figura 4.26 - Representação das capacitâncias de uma bucha



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

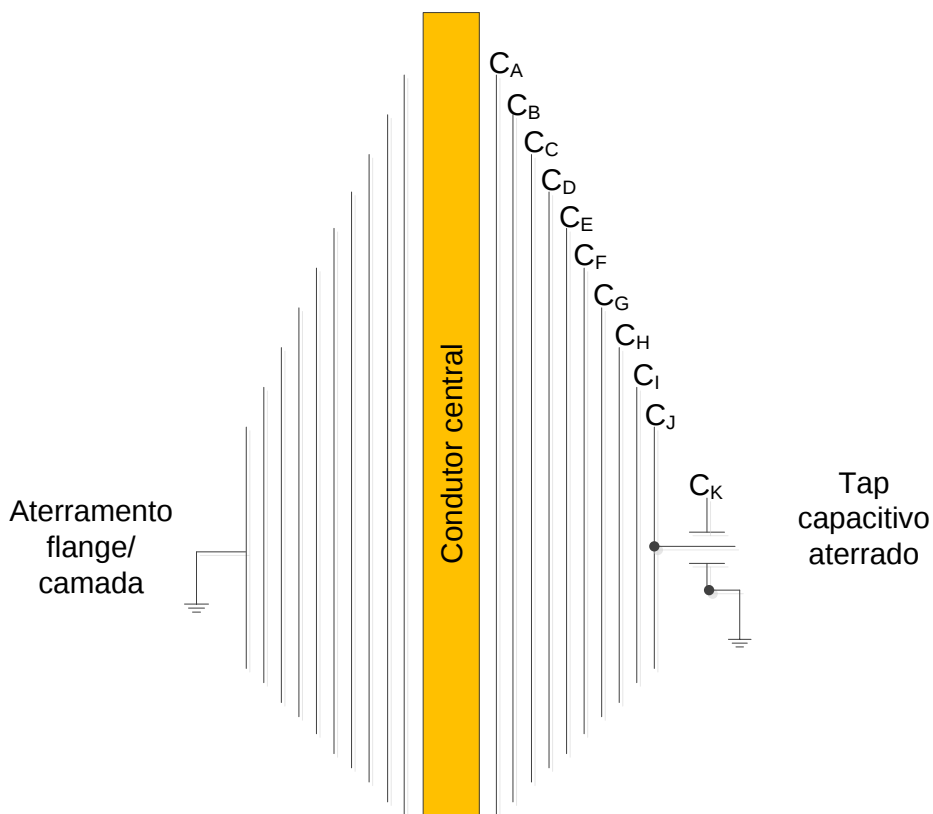
Como descrito anteriormente, a presença de umidade altera a capacitância, assim um crescimento no valor de C_1 indica uma degradação parcial nas camadas internas. Para tanto, o cálculo da capacitância cilíndrica das buchas é dado por (4.39).

$$C = 2\pi \varepsilon_1 \varepsilon_2 \frac{L}{\ln\left(\frac{b}{a}\right)} \quad (4.39)$$

As buchas de alta tensão são partes essenciais não só dos transformadores de potência, mas também de disjuntores e outros equipamentos de subestações. Mais de 10% de todas as falhas de transformador são causadas por

buchas com defeito, sendo que dentre este valor, 90% das falhas em buchas podem ser atribuídas ao aumento de umidade. (BELTRÃO; NUNES; PAULINO, 2009b)

Figura 4.27 - Disposição das capacitâncias na bucha



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

O ensaio de fator de potência é o procedimento de teste em campo mais eficaz para a detecção antecipada da deterioração do isolamento das buchas.

O critério de avaliação da capacitância C_1 é a comparação entre o valor de referência, fornecido pelo fabricante e o valor medido, indicado na Tabela 4.3. Na Tabela 4.4, os valores para avaliação se referem ao fator de potência.

Tabela 4.3 - Avaliação da capacitância em buchas

$\Delta C = C_{\text{medida}} - C_{\text{ref}}$	Avaliação
$\Delta C < 5\%$	Aceitável
$5\% < \Delta C < 10\%$	Deve ser investigado
$\Delta C > 10\%$	Crítico

Fonte: OMICRON, 2008

Tabela 4.4 - Avaliação do fator de potência em buchas

FP	Avaliação
$FP_{med} < 2 \times FP_{ref}$	Aceitável
$FP_{med} < 3 \times FP_{ref}$	Deve ser investigado
$FP_{med} > 3 \times FP_{ref}$	Crítico

Fonte: OMICRON, 2008

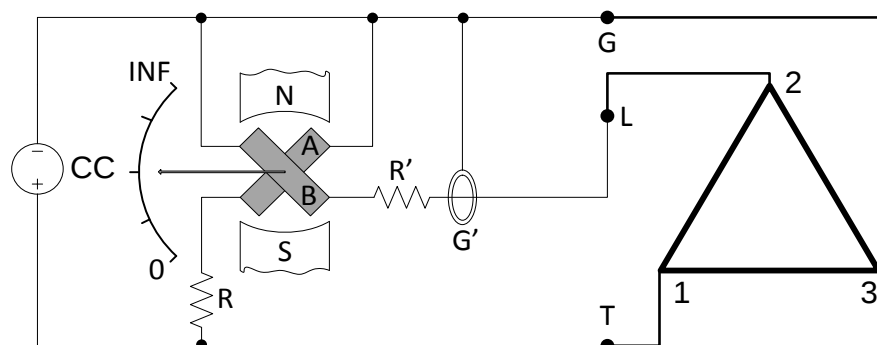
4.6 RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO

O processo mais simples de se verificar o estado do material isolante do transformador é a medição de resistência de isolamento. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b). Este ensaio, descrito na NBR 7036 (1990) e NBR 5356-1 (2007), tem por finalidade a verificação de defeitos na isolação do equipamento, bem como na detecção preventiva do deterioramento do isolamento.

Nos dias atuais, os medidores de resistência de isolamento, também conhecidos como megôhmetro, são em grande parte dotados por displays digitais. A Figura 4.28 mostra o esquema simplificado de um medidor de um megôhmetro analógico.

A correta determinação dos valores de resistência de isolamento depende do nível de tensão utilizada no ensaio. Logo, de acordo com Almeida, Cogo e Abreu, ([198-]b), a ABNT estipula valores mínimos para o ensaio, sendo 1000 V para transformadores com tensão nominal de até 72,5 kV e 2000 V para equipamentos com tensão nominal acima de 72,5 kV.

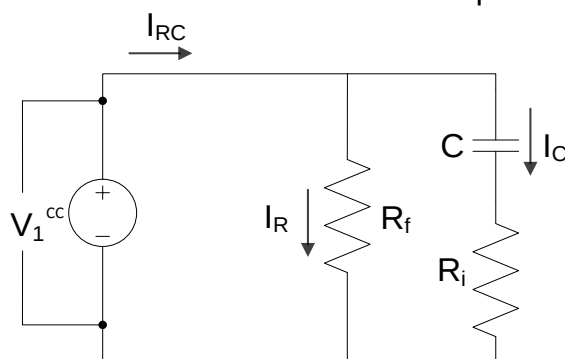
Figura 4.28 - Circuito esquemático do medidor de resistência de isolamento



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Conforme a Figura 4.29, que representa o circuito real equivalente do isolamento de um transformador, quando aplicada uma diferença de potencial em corrente contínua entre a parte ativa e o tanque ou entre enrolamentos, surge uma corrente I_{RC} . A resistência responsável por se opor a circulação desta corrente é chamada de resistência de isolamento. (MORA, 2010). A Figura 4.29 representa esta resistência de isolamento R_f de corrente I_R .

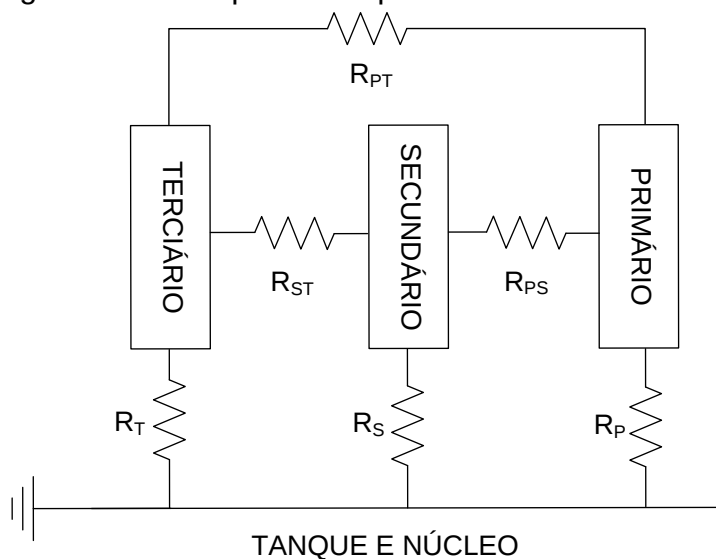
Figura 4.29 - Circuito equivalente real do isolamento do transformador com uma tensão CC aplicada



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

As medições de resistência de isolamento a serem realizadas em um transformador seguem ilustradas no esquema simplificado de um transformador de três enrolamentos da Figura 4.30.

Figura 4.30 - Esquema simplificado das resistências entre enrolamentos



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

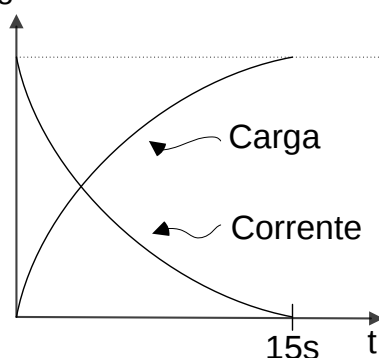
A corrente I_{RC} que circula pelo isolamento pode ser decomposta em corrente de carga capacitiva, corrente de absorção dielétrica e corrente de dispersão ou de fuga, descritas a seguir. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b; GCOI, 1992).

4.6.1 Corrente de carga capacitiva

A corrente I_C está relacionada com a corrente de carga do capacitor do dispositivo ensaiado e dependente do tamanho, forma e do material isolante.

Conforme mostra a Figura 4.31, esta corrente de carga I_C inicia-se em um valor máximo e diminui em um tempo relativamente rápido, em torno de 15 segundos, ao ponto de tornar-se desprezível para o ensaio. (GCOI, 1992; PESENTE, 2004).

Figura 4.31 - Decrescimento da corrente de carga



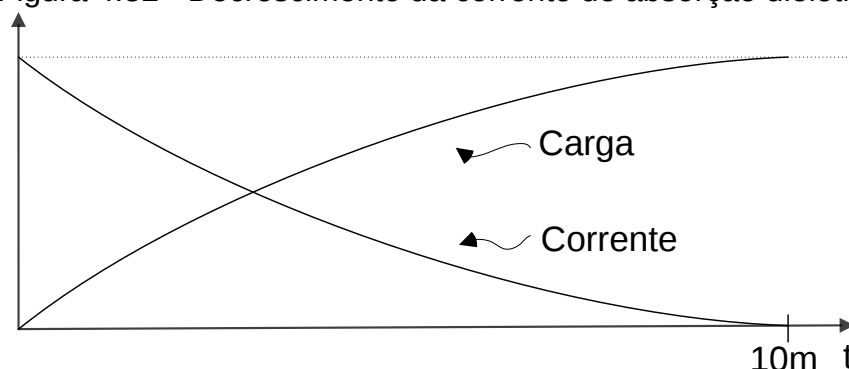
Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

4.6.2 Corrente de absorção dielétrica

A corrente de absorção dielétrica, relacionada à I_C , também assume o valor máximo no início do ensaio, entretanto decresce lentamente à proporção que o dielétrico se polariza, tornando-se desprezível em um período entre 10 minutos e várias horas. (PESENTE, 2004; ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b; GCOI, 1992).

Conforme a Figura 4.32, nota-se o decaimento do valor da corrente em um período de 10 minutos.

Figura 4.32 - Decrescimento da corrente de absorção dielétrica



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

4.6.3 Corrente de dispersão ou de fuga

Relacionada à fuga superficial e ao isolante propriamente dito, a corrente de dispersão ou de fuga I_R não é variável com o tempo e é a componente de maior importância para a determinação da resistência de isolamento. (PESENTE, 2004; ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b; GCOI, 1992).

O valor da corrente de fuga é determinado quando a corrente de absorção dielétrica for desprezível, ou seja, após 10 minutos de ensaio com tensão constante. (GCOI, 1992).

Nestas condições, qualquer elevação desta corrente, é um indicativo de que o isolamento não está em boas condições.

4.6.4 Critério de avaliação da resistência de isolamento

Os valores de resistência de isolamento podem sensivelmente variar dependendo do projeto do transformador, líquido isolante, temperatura e outros fatores. Então, um resultado absoluto do ensaio de resistência de isolamento, por si só, não representa um dado conclusivo para o diagnóstico do isolamento.

Existem alguns critérios para análise dos resultados obtidos baseados em dados estatísticos e fórmulas empíricas. Baseado na NBR 7036 (1990), os valores mínimos aceitáveis para um transformador imerso em óleo isolante são, dependendo da temperatura de operação, descritos na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Valores mínimos de resistência de isolamento

Com temperatura de operação em 75°C	Com temperatura de operação em 30°C
Cerca de 1,5 MΩ / kV da classe de isolamento	Cerca de 30 MΩ / kV da classe de isolamento

Fonte: NBR 7036, 1990.

Algumas referências também sugerem fórmulas empíricas para valores mínimos de resistência de isolamento. Segundo Almeida, Cogo e Abreu ([198-]b) e Mora (2004), os valores mínimos podem ser calculados conforme (4.40) para transformadores monofásicos e (4.41) para transformadores trifásicos.

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = \frac{7,95 E}{\sqrt{\frac{S}{f}}} \quad (4.40)$$

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = \frac{2,65 E}{\sqrt{\frac{S}{f}}} \quad (4.41)$$

Onde:

$R_{75^{\circ}\text{C}}$: Resistência de isolamento a 75°C em MΩ;

E : Classe de tensão em kV;

S : Potência nominal em kVA;

f : Frequência em Hz.

Para uma melhor análise, é importante ter os resultados dos ensaios de comissionamento com o propósito de se obter um quadro comparativo dos valores medidos atualmente. Pois, valores medidos mais altos que os critérios já descritos, não garantem que o equipamento está em boas condições se estes estiverem abaixo dos medidos em comissionamento. Da mesma forma, valores mais baixos, desde que estáveis em relação às medidas de comissionamento e em condições idênticas, não indicam necessariamente problemas no isolamento. (ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b).

Como os valores de resistência de isolamento são afetados pela variação de temperatura, é necessário que se faça a correção dos valores lidos para uma temperatura de referência. A NBR 7036 (1990) menciona que tal correção para uma temperatura de referência de 75°C pode ser realizada através do emprego de (4.42).

$$R_T = R_{75^\circ\text{C}} 2^a \quad (4.42)$$

Onde:

R_T : Resistência de isolamento na temperatura T;

a : $\frac{75 - T}{10}$;

T : Temperatura medida.

Perante o exposto, o valor da resistência de isolamento corrigido para a temperatura de 75°C é, então, obtido conforme (4.43).

$$R_{75^\circ\text{C}} = \frac{R_T}{2^{\frac{75-T}{10}}} \quad (4.43)$$

4.6.5 Índice de polarização e absorção

O índice de polarização, conhecido também por I_p , é um parâmetro a mais, utilizado para se avaliar o estado do isolamento através do ensaio de resistência de isolamento. Este método tem sua grande importância quando não há registro de ensaios anteriores para um comparativo de valores, podendo ser obtido através de (4.44).

$$I_p = \frac{R_{i10'}}{R_{i1'}} \quad (4.44)$$

Onde:

I_p : Índice de polarização;

$R_{I\ 10'}$: Resistência de isolamento em 10 minutos;

$R_{I\ 1'}$: Resistência de isolamento em 1 minuto;

Este índice de acordo com a Tabela 4.6, deve apresentar valores maiores que 3 quando o isolamento apresentar boas condições. Isolamentos com I_P muito maior que 3, indica que o isolamento está em excelente estado. Da mesma forma, proporcionalmente inverso, com valores quanto menor que 2 indica isolamentos ruim.

Em casos de emergências onde há a necessidade de um rápido diagnóstico, não é possível de se obter o I_P , tendo em vista o grande tempo utilizado pelo ensaio (10 minutos para cada medição). Entretanto, uma análise pode ser realizada através do índice de absorção. O I_A é obtido através das leituras realizadas entre a relação das resistências de isolamento em 1 minuto e 30 segundos, conforme (4.45).

$$I_A = \frac{R_{I\ 1'}}{R_{I\ 30s}} \quad (4.45)$$

Onde:

I_A : Índice de absorção;

$R_{I\ 1'}$: Resistência de isolamento em 1 minuto;

$R_{I\ 30s}$: Resistência de isolamento em 30 segundos;

Tabela 4.6 - Condição do isolamento em função dos I_P e I_A

Condição do isolamento	Índice de Absorção	Índice de Polarização
Perigoso		Menor que 1,0
Ruim	Menor que 1,1	Menor que 1,5
Duvidoso	1,1 a 1,25	1,5 a 2
Razoável	1,25 a 1,4	2 a 3
Bom	1,4 a 1,6	3 a 4
Excelente	Maior que 1,6	Maior que 4

Fonte: ALMEIDA; COGO; ABREU, [198-]b; MORA (2010); GCOI (1992).

Como mostrado na Tabela 4.6, este índice por ter o tempo de ensaio reduzido, os valores de referência de avaliação também devem ser menores em relação ao I_p . Desta forma, isolamentos considerados bons tem seu valor maior que 1,4.

5 ESTUDO DE CASO – ANÁLISE DOS ENSAIOS REALIZADOS EM UM TRANSFORMADOR APÓS A OCORRÊNCIA DE UM CURTO-CIRCUITO

Neste capítulo será abordado um estudo de caso onde serão analisados os resultados de ensaios realizados em um transformador de potência de propriedade de uma concessionária de energia elétrica brasileira, conectado ao sistema interligado nacional (SIN). O objetivo destes ensaios consistia na detecção de uma possível falha no transformador, pelo fato de ele ter sido submetido a um curto-circuito de grande intensidade que ocasionou a atuação dos seus dispositivos de proteção e, conseqüentemente, sua retirada de operação. Ressalta-se que a aplicação dos ensaios, neste caso, seria de grande importância, pois auxiliaria na decisão de religar ou não o equipamento, para voltar a atender os consumidores prejudicados pela falta.

Os nomes da concessionária e do fabricante do transformador serão mantidos em sigilo neste trabalho, assim como o local de instalação de equipamento, porém, estas informações são irrelevantes para as finalidades propostas.

Serão apresentados os resultados de vários ensaios realizados após a ocorrência, sendo eles comparados com os valores dos ensaios realizados, à priori, no comissionamento, quando disponíveis. Como resultado da análise comparativa, os problemas encontrados serão apontados, bem como suas possíveis causas.

5.1 DADOS DO TRANSFORMADOR

Tabela 5.1 - Dados do transformador

Parâmetro	Valor
Tensão do Enrolamento Primário	138000 V $\pm$ 8 x 1,25%
Tensão do Enrolamento Secundário	23000 V
Tensão do Enrolamento Terciário	4160 V
Potencia Nominal	30 MVA ONAF
Comutador de Derivação em Carga	17 posições
Impedância Percentual	9,45 % (tap central)

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Os principais dados de placa do transformador trifásico de três enrolamentos, objeto deste estudo de caso, são apresentados na Tabela 5.1. Este transformador apresenta ligação estrela nos enrolamentos primário e secundário e ligação triângulo no enrolamento terciário.

5.2 ENSAIO DE RESISTÊNCIA ELÉTRICA DOS ENROLAMENTOS

O ensaio de medição da resistência elétrica dos enrolamentos foi realizado utilizando o método da queda de tensão. No enrolamento de alta tensão foram realizadas medições nas dezessete posições do comutador de derivação em carga, conforme mostrado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos primário

Tap	Ensaio de Comissionamento			Ensaio Pós-Ocorrência		
	Enrolamento Primário (mΩ)					
	H1H0	H2H0	H3H0	H1H0	H2H0	H3H0
1	1544	1541	1539	1542	1542	1540
2	1525	1522	1520	1557	1523	1521
3	1505	1503	1501	1503	1502	1501
4	1486	1483	1481	1485	1483	1483
5	1467	1464	1462	1466	1463	1462
6	1448	1445	1442	1446	1444	1443
7	1428	1425	1423	1427	1425	1423
8	1409	1406	1403	1408	1405	1404
9	1388	1384	1381	1387	1383	1381
10	1378	1375	1372	1376	1375	1372
11	1359	1356	1353	1357	1354	1352
12	1339	1336	1333	1339	1336	1334
13	1320	1317	1314	1318	1317	1314
14	1301	1298	1294	1300	1296	1289
15	1281	1278	1275	1279	1277	1276
16	1262	1259	1256	1260	1257	1256
17	1242	1238	1234	1245	1237	1236

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Os resultados apresentados na Tabela 5.2 já corrigidos para a temperatura de 75°C são bem similares nas três fases. Também nota-se que não

ocorreu alteração dos valores, quando comparados com o ensaio realizado no comissionamento do equipamento.

A normalidade dos resultados também pode ser notada nas medições dos enrolamentos secundário e terciário conforme a Tabela 5.3 e Tabela 5.4.

Tabela 5.3 - Ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos secundários

Ensaio de Comissionamento			Ensaio Pós-Ocorrência		
Enrolamento Secundário (mΩ)					
X1X0	X2X0	X3X0	X1X0	X2X0	X3X0
31	31	31	31	30	30

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Tabela 5.4 - Ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos terciários

Ensaio de Comissionamento			Ensaio Pós-Ocorrência		
Enrolamento Terciário (mΩ)					
Y1Y2	Y2Y3	Y3Y1	Y1Y2	Y2Y3	Y3Y1
16	16	16	16	17	17

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Desta forma, conclui-se que não houve danos nas conexões elétricas das bobinas, nem a ruptura de nenhum condutor dos enrolamentos.

5.3 ENSAIO DE RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO

No ensaio de relação de transformação, realizado entre os enrolamentos primário e secundário, foi detectada uma alteração de valores. A relação de transformação na fase central (H2/X2) apresentou um valor de desvio muito acima do aceitável, conforme apresentado na Tabela 5.5.

Os resultados deste ensaio indicam problemas nos enrolamentos da coluna central, sendo, provavelmente, um curto-circuito entre espiras o fator que ocasionou a mudança no valor da relação de transformação do equipamento analisado.

Tabela 5.5 - Ensaio de relação de transformação

Tap	Relação Teórica	Medições			Desvio %		
		H1H0 X1X0	H2H0 X2X0	H3H0 X3X0	H1H0 X1X0	H2H0 X2X0	H3H0 X3X0
1	6,600	6,600	6,920	6,598	0,00	4,85	-0,03
2	6,525	6,524	6,840	6,524	-0,02	4,83	-0,01
3	6,450	6,449	6,761	6,449	-0,02	4,82	-0,01
4	6,375	6,374	6,680	6,374	-0,02	4,79	-0,01
5	6,300	6,299	6,602	6,299	-0,02	4,79	-0,02
6	6,225	6,224	6,520	6,224	-0,02	4,74	-0,02
7	6,150	6,148	6,441	6,149	-0,03	4,73	-0,02
8	6,075	6,074	6,362	6,074	-0,02	4,73	-0,02
9	6,000	5,999	6,283	5,999	-0,02	4,72	-0,02
10	5,925	5,924	6,197	5,924	-0,02	4,59	-0,02
11	5,850	5,849	6,120	5,849	-0,02	4,62	-0,02
12	5,775	5,774	6,039	5,774	-0,02	4,57	-0,02
13	5,700	5,689	5,981	5,699	-0,19	4,94	-0,02
14	5,625	5,624	5,881	5,624	-0,02	4,55	-0,02
15	5,550	5,549	5,810	5,549	-0,02	4,69	-0,02
16	5,475	5,474	5,722	5,474	-0,02	4,51	-0,02
17	5,400	5,399	5,640	5,399	-0,02	4,45	-0,02

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

5.4 ENSAIO DE CORRENTE DE EXCITAÇÃO COM TENSÃO REDUZIDA

No ensaio onde é medido o valor da corrente de excitação com tensão reduzida nota-se um problema ainda mais grave. O valor da corrente de excitação na fase da coluna central, que teoricamente deveria ser o mais baixo, apresentou um valor muito superior ao das demais fases, conforme indicado na Tabela 5.6.

Os resultados deste ensaio indicam um aumento na relutância do circuito magnético do transformador, ocorrido principalmente na fase central (H_2), apontando para problemas no núcleo, possivelmente um curto-circuito entre as lâminas de aço silício.

Tabela 5.6 - Ensaio de corrente de excitação

Tap	Ensaio de Comissionamento			Ensaio Pós-Ocorrência		
	Medições			Medições		
	H1	H2	H3	H1	H2	H3
1	8,67	7,30	11,05	20,79	314,45	20,10
2	8,73	7,55	11,33	21,22	321,72	20,58
3	8,92	7,70	11,54	21,73	329,54	21,04
4	9,10	7,91	11,78	22,22	337,73	21,49
5	9,29	8,11	12,02	22,73	345,85	21,95
6	9,51	8,32	12,29	23,27	354,61	22,48
7	9,75	8,51	12,56	23,82	363,36	23,00
8	10,03	8,73	12,85	24,40	372,68	23,54
9	10,24	8,94	13,14	25,09	382,24	24,22
10	10,61	9,20	13,50	25,73	392,74	24,80
11	10,87	9,44	13,81	26,40	402,87	25,38
12	11,14	9,68	14,11	27,09	413,82	26,02
13	11,42	9,97	14,48	27,81	424,79	26,67
14	11,69	10,22	14,77	28,64	436,50	27,36
15	12,02	10,49	15,12	29,51	448,47	28,07
16	12,33	10,75	15,49	30,44	460,23	28,81
17	12,61	11,06	15,83	32,02	469,37	29,70

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

5.5 ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO

No ensaio de resistência de isolamento, realizado após a ocorrência do curto-circuito, nota-se que os resultados oriundos de algumas medições estabeleceram-se abaixo do que é considerado aceitável, conforme mostrado na Tabela 5.7.

Neste ensaio, a medição realizada entre os enrolamentos secundário e terciário indicou um curto-circuito entre tais enrolamentos, demonstrando que o transformador sofreu graves danos no isolamento das bobinas, fato que inviabiliza o seu retorno para operação.

Tabela 5.7 - Ensaio de resistência de isolamento

Ensaio	Tempo	Ensaio de Comissionamento	Ensaio Pós-Ocorrência
		Corr. 75°C (MΩ)	Corr. 75°C (MΩ)
Primário	30 seg	1.054,17	68,37
Tanque	1 min	1.061,86	70,12
Secundário	30 seg	1.596,64	4,27
Tanque	1 min	1.808,24	3,34
Terciário	30 seg	615,57	3,06
Tanque	1 min	654,05	3,99
Primário	30 seg	704,06	81,64
Secundário	1 min	865,65	93,45
Primário	30 seg	>15T	1.443,29
Terciário	1 min	>15T	1.516,18
Secundário	30 seg	>15T	0,00
Terciário	1 min	>15T	0,00

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Foram realizadas ainda medições entre os enrolamentos e o núcleo, que indicaram também sérios problemas de isolamento, conforme mostra a Tabela 5.8. Estes problemas ocorreram principalmente entre o núcleo e os enrolamentos secundário e terciário, que estavam em curto-circuito, confirmando, assim, o problema encontrado no ensaio de corrente de excitação.

Tabela 5.8 – Ensaio de resistência de isolamento do núcleo

Ensaio	Tempo	Corr. 75°C (MΩ)
Núcleo	30 seg	59,77
Primário	1 min	67,79
Núcleo	30 seg	0,00
Secundário	1 min	0,00
Núcleo	30 seg	0,00
Terciário	1 min	0,00
Núcleo	30 seg	11,66
Tanque	1 min	13,40

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

5.6 ENSAIO DE FATOR DE POTÊNCIA DE ISOLAMENTO

O ensaio onde é medido o fator de potência de isolamento, efetuado após a ocorrência, só pôde ser realizado nas medições, energizando o enrolamento primário e aterrando o tanque e o enrolamento secundário. As demais medições não foram realizadas devido ao curto-circuito envolvendo os enrolamentos secundário, terciário e o núcleo, detectado pelo ensaio de resistência de isolamento. A Tabela 5.9 mostra que os ensaios de comissionamento apresentaram valores satisfatórios, de acordo com o critério de avaliação do fator de potência de isolamento apresentado no item 4.5.3.

Tabela 5.9 - Ensaio de fator de potência de isolamento

Conexões			Ensaio de Comission.	Ensaio Pós Ocorrência
Enrolam. Energizad	Enrolam. Aterrado	Enrolam. Guardado	Corrigido 20° C	Corrigido 20° C
Prim.	Secun.	Terc.	0,25	0,23
Prim.	Tanque	Sec.+Terc.	0,30	0,21
Secun.	Terc.	Prim.	0,25	-
Secun.	Tanque	Prim.+Terc.	0,61	-
Terc.	Prim.	Secun.	0,79	-
Terc.	Tanque	Prim.+Sec.	0,79	-
Todos	Tanque	-	0,25	-

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

5.7 ENSAIOS DE IMPEDÂNCIA DE CURTO-CIRCUITO E REATÂNCIA DE DISPERSÃO

No ensaio de impedância de curto-circuito, realizado no enrolamento primário, cujos valores são apresentados na Tabela 5.10, verifica-se que o desvio da impedância percentual ultrapassou o limite de 3% em duas fases. Nota-se ainda que na fase central (H₂) o valor da indutância do enrolamento ficou acima do encontrado nas demais fases. Esta alteração se deu possivelmente por um deslocamento ou deformação das bobinas nesta fase, causado pelos esforços mecânicos que foram

gerados pela corrente de alta intensidade que circulou pelo enrolamento no momento do curto-circuito.

Tabela 5.10 - Ensaio de impedância de curto-circuito (enrolamento de AT)

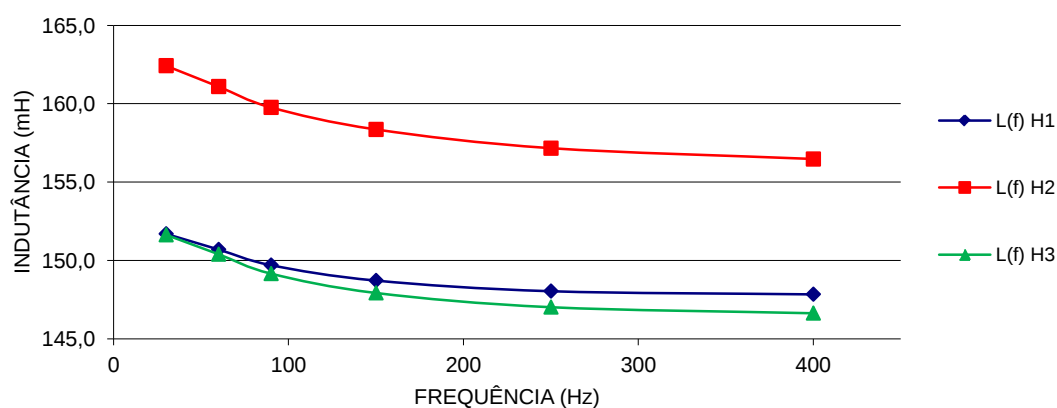
Parâmetro	H1H0	H2H0	H3H0
Z (Ω)	56,79	60,69	56,66
R (Ω)	4,38	5,01	4,64
XL (Ω)	56,62	60,48	56,47
L (H)	150,2	160,43	149,78
Z%	8,95	9,56	8,93
Desvio %	5,03	-1,49	5,25

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Com a utilização do método FRSL (*Frequency Response of Stray Losses*), onde o valor da impedância de curto-circuito é obtido variando a frequência de 15 a 400 Hz, torna-se mais evidente a diferença, não apenas do valor da indutância, mas também da resistência do enrolamento, conforme mostra Gráfico 5.1 e Gráfico 5.2, que muda com a frequência pela ação do efeito pelicular.

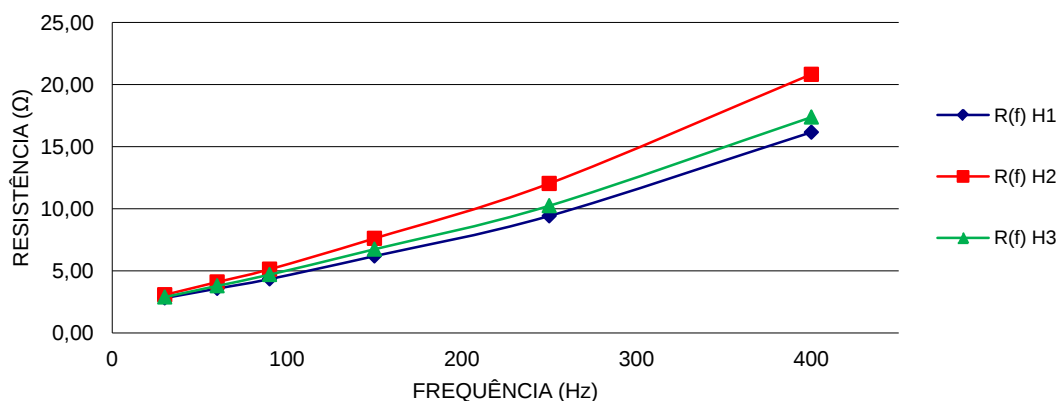
Na medição da impedância de curto-circuito dos enrolamentos secundários, os valores dos desvios percentuais também ficaram acima dos 3% recomendados, de acordo com a Tabela 5.11. Porém, na fase central (X_2) este desvio apresentou um valor muito elevado. Esta diferença já era prevista pelos resultados dos outros ensaios, que apontaram graves problemas nos enrolamentos da referida fase.

Gráfico 5.1 - Indutância do enrolamento primário em função da frequência



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Gráfico 5.2 - Resistência do enrolamento primário em função da frequência



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

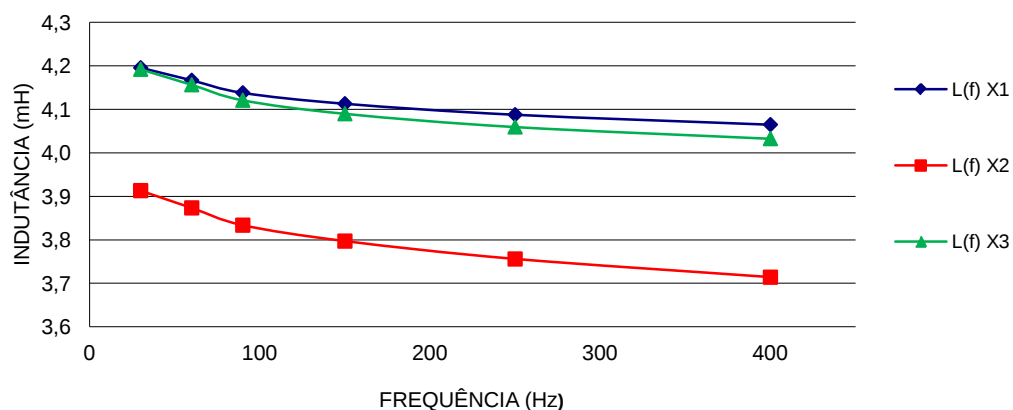
Tabela 5.11 - Ensaio de impedância de curto-circuito (enrolamento de BT)

Parâmetro	X1X0	X2X0	X3X0
Z (Ω)	1,57	1,46	1,56
R (Ω)	0,11	0,13	0,12
XL (Ω)	1,57	1,45	1,56
L (H)	4,15	3,85	4,14
Z%	8,91	8,28	8,85
Desvio %	5,46	12,09	6,07

Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

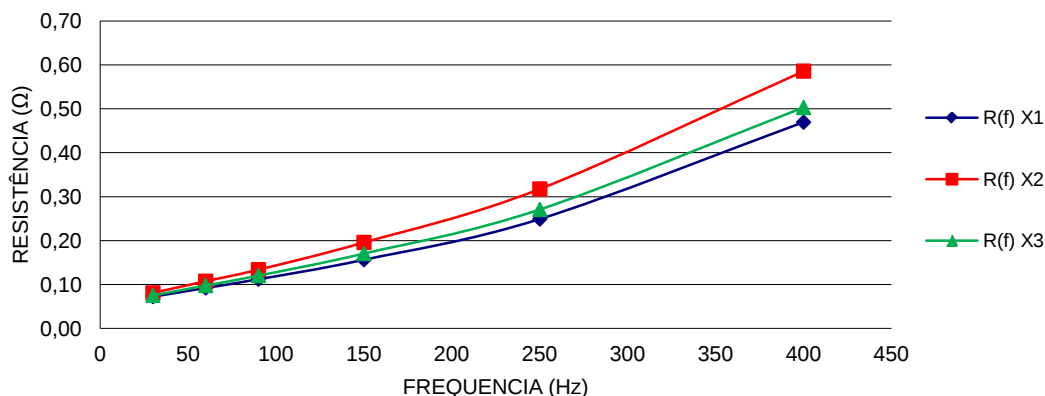
O método FRSL também mostrou uma diferença nos valores de indutância e resistência dos enrolamentos secundários de acordo com Gráfico 5.3 e Gráfico 5.4. Isto novamente indica problemas de deslocamento ou deformações destes enrolamentos.

Gráfico 5.3 - Indutância do enrolamento secundário em função da frequência



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Gráfico 5.4 - Resistência do enrolamento secundário em função da frequência



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

5.8 CONCLUSÕES DO ESTUDO DE CASO

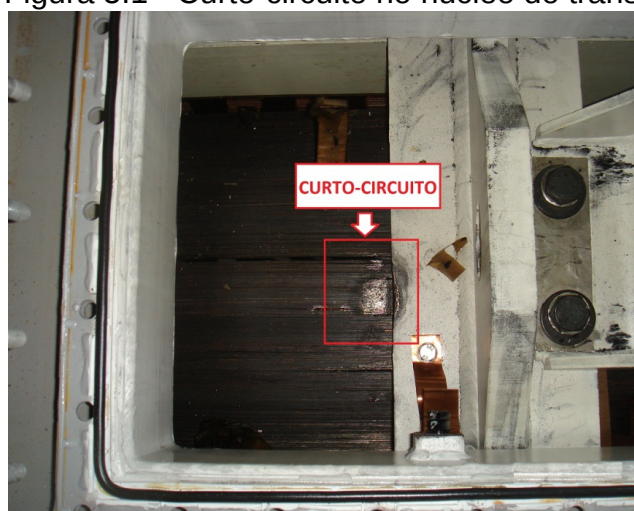
Com base na análise dos resultados obtidos através dos ensaios apresentados, conclui-se que o transformador, objeto deste estudo de caso, possui graves defeitos causados pela ação dos esforços mecânicos gerados pela corrente de curto-circuito ao qual foi submetido.

Estes esforços causaram danos no isolamento das bobinas e do núcleo magnético. O equipamento também sofreu deslocamento ou deformações de bobinas, sendo que os maiores problemas ocorreram nos enrolamentos secundário e terciário na fase da coluna central.

A gravidade destes danos inviabilizou o retorno do transformador à operação, sendo necessário seu envio ao fabricante para os devidos reparos.

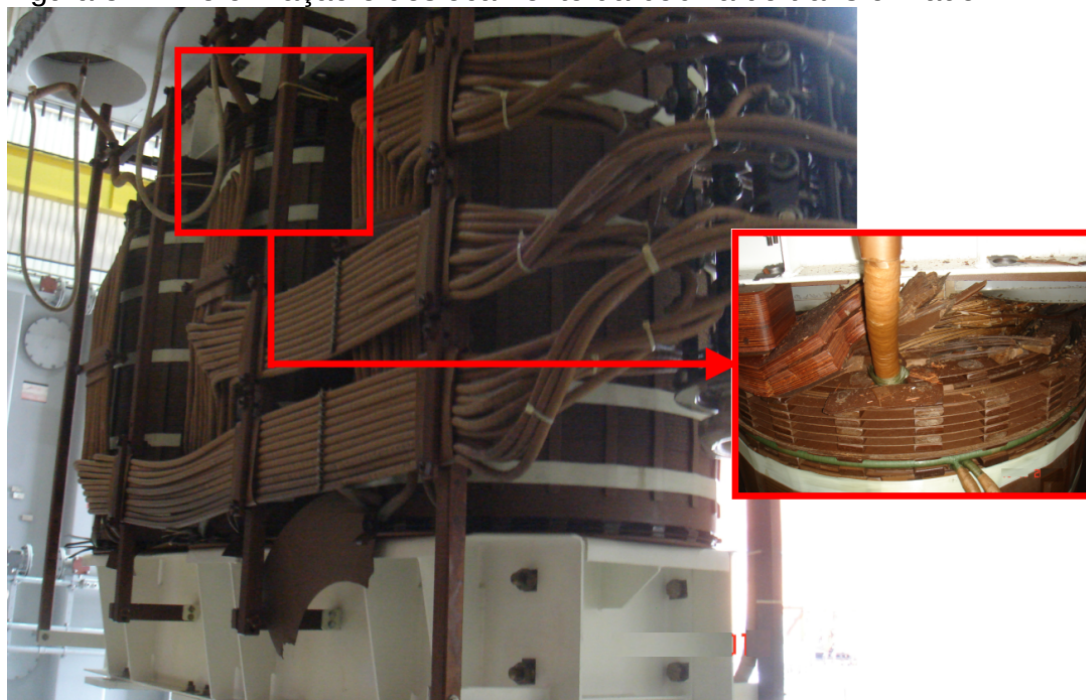
A posterior abertura do transformador pelo fabricante comprovou o diagnóstico fornecido pelos ensaios de campo. A Figura 5.1 mostra as marcas de um curto-circuito no núcleo, enquanto a Figura 5.2 retrata os danos ocorridos nos enrolamentos da coluna central.

Figura 5.1 - Curto-circuito no núcleo do transformador



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

Figura 5.2 - Deformação e deslocamento da bobina do transformador



Fonte: Elaboração dos autores, 2012.

6 CONCLUSÃO

Os transformadores são equipamentos fundamentais para o bom funcionamento de todo o sistema de energia elétrica. Sua falha repentina pode trazer grandes prejuízos financeiros, não apenas para as concessionárias de energia, mas também para todos consumidores. Neste contexto, a engenharia de manutenção assume um papel de extrema importância, pois a verificação das condições operacionais dos transformadores através da realização de ensaios periódicos é fundamental para que falhas inesperadas sejam previstas e evitadas. Entretanto, o transformador ainda está sujeito a situações de sobrecargas ou curtos-circuitos que podem ocasionar falhas sem nenhum aviso prévio.

Este trabalho concentrou-se em detalhar os ensaios utilizados como ferramentas de diagnóstico de falhas em transformadores de potência realizados pelas equipes de manutenção em campo, conforme mostrado no capítulo 4. Para maior compreensão destas técnicas, foi necessário descrever o funcionamento de um transformador, passando pelo seu equacionamento como mostrado no capítulo 2, até as particularidades dos transformadores de potência utilizados em subestações de energia de acordo com o capítulo 3.

No estudo de caso mostrado no capítulo 5, pôde-se comprovar a eficácia dos ensaios realizados em um transformador de potência na detecção de uma falha ocorrida após o equipamento ser submetido a um curto-circuito de alta intensidade. Os resultados dos ensaios foram determinantes para a avaliação, ainda em campo, do real estado do transformador. As fotos apresentadas neste capítulo comprovam os problemas ocorridos e evidenciados através dos ensaios em campo.

A maioria dos ensaios apresentados neste trabalho não são de uso recente, sendo consolidados por normas e praticados pelas equipes de manutenção há várias décadas. A grande mudança recente se deu pela evolução dos equipamentos utilizados na realização destes ensaios, que se tornaram ferramentas rápidas e precisas de diagnósticos em transformadores. Esta evolução permitiu o surgimento de novas técnicas, como as que utilizam medidas com variação da frequência na faixa de 15 a 400 Hz, conforme descritos no capítulo 4.

Desta maneira, como forma de continuidade deste trabalho, sugere-se o aprofundamento de temas relacionados ao surgimento de novas tecnologias empregadas no diagnóstico de transformadores. A análise por resposta em

frequência (FRA) e monitoramento por emissão acústica são exemplos dessas novas técnicas que estão sendo utilizadas por concessionárias de energia elétrica e fabricantes de transformadores, porém, ainda pouco difundidas.

De forma geral, a tecnologia aplicada ao analisador de resposta em frequência (FRA) que vem do termo em inglês *frequency response analyzer*, emprega técnicas de medição de impedância terminal como também de relação por varredura em frequência, utilizando variações de frequência de 10 Hz a 20 MHz. Esta técnica torna o transformador sob ensaio em um circuito ressonante, do qual se abstrai uma “assinatura” única para cada transformador, sendo possível encontrar curtos-circuitos entre espiras, deformações de bobinas, problemas no núcleo, dentre outros. Já com o monitoramento por emissão acústica, é possível se obter um espelho de eventos de ruídos em escala ultrassônica que ocorrem no transformador. A medição, que é realizada com o transformador energizado, permite identificar e localizar defeitos como descargas parciais, aquecimentos, como também movimentação mecânica dos enrolamentos.

Finalmente, os resultados obtidos com a elaboração deste documento são essenciais no que concerne a comprovação da eficiência dos ensaios de campo no diagnóstico de possíveis falhas, reduzindo significativamente o impacto econômico causado quando transformadores de potência deixam de operar adequadamente.

REFERÊNCIAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Clic Energia**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/boletins/boletim_450.html>. Acesso em: 12 Jul. 2012.

AGUIAR, Ezequiel Rabelo de. **Análise de resposta em frequência aplicada em transformadores de potência**. 2007. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.

ALMEIDA, Antonio Tadeu Lyrio de; COGO, João Roberto; ABREU, José Policarpo Gonçalves de. **Transformadores**. Itajubá [198-]a. Apostila do curso de transformadores da FUPAI.

_____. **Transformadores: testes e ensaios**. Itajubá [198-]b. Apostila do curso de transformadores da FUPAI.

American National Standard Institute. **ANSI / IEEE C57.12.90-1987**: test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers and guide for short-circuit testing of distribution and power transformers. New York, 1987.

ARAUJO, Daniel Carrijo Polonio. **Estudo de metodologia e técnicas para execução de ensaios de resposta em frequência em transformadores de potência**. 2009. 220 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356**: Transformador de potência: especificação. Rio de Janeiro, 1993.

_____. **NBR 5356-1**: Transformador de potência. Parte 1: Generalidades. Rio de Janeiro, 2007.

_____. **NBR 7036**: Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência para distribuição, imersos em líquidos isolantes. Rio de Janeiro, 1990.

_____. **NBR 8667**: Comutador de derivações em carga. Rio de Janeiro, 1994.

BECHARA, Ricardo. **Análise de falhas em transformadores de potência**. 2010. 102 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

BELTRÃO, Vanessa; PAULINO, Marcelo. Efeito pelicular e polarização na avaliação do isolamento de transformadores e buchas com variação de frequência. In: SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 3. Belém, 2010. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/III%20SBSE%20-%202010/PDF/SBSE2010-0276.PDF>>. Acesso em: 09 out. 2012.

BELTRÃO, Vanessa; NUNES, Antônio; PAULINO, Marcelo. Medidas de impedância de curto circuito e reatância de dispersão com variação de frequência em transformadores de potência. In: ENCONTRO REGIONAL IBERO AMERICANO DO CIGRÉ, 13. Puerto Iguazu, 2009a. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <<http://www.adimarco.com.br/omicron/artigos-tecnicos/medidas-impedancia-curto-circuito-reatancia-dispersao-transformadores/>>. Acesso em: 09 out. 2012.

_____. Medições em campo de capacitância e fator de dissipação em buchas de transformador com variação de frequência – análise e resultados. In: ENCONTRO REGIONAL IBERO AMERICANO DO CIGRÉ, 13. Puerto Iguazu, 2009b. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <<http://www.adimarco.com.br/omicron/artigos-tecnicos/medicoes-capacitancia-fator-dissipacao-buchas-transformador-frequencia-resultados/>>. Acesso em: 09 out. 2012.

D'AJUZ, Ary et al. **Equipamentos Elétricos: especificação e aplicação em subestações de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, 1985.

DIAS, Valéria Silva; MARTINS, Roberto de Andrade. Michael Faraday: o caminho da livraria à descoberta da indução eletromagnética. **Ciência & Educação**, Bauru, v. 10, n. 3, p.517-530, 2004.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário estatístico de energia elétrica 2011**. Rio de Janeiro, 2011.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, Charles; UMANS, Stephen D.. **Máquinas elétricas: com introdução à eletrônica de potência**. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

GAMBOA, Luiz R. A.. **Ensaio elétricos em equipamentos de subestações e usinas**. Curitiba, 2003. Apostila do curso de ensaios elétricos do LACTEC.

GCOI - GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA. **Procedimentos, técnicas e critérios de recepção e manutenção em transformadores de potência**. GTMS - Grupo de trabalho de manutenção em subestações. Recomendação SCM-019. Revisão 1992.

GUIMARÃES, Hanny. Mudança de tensão e hábitos (Radiografia de Transformadores). **Portal O Setor Elétrico**. São Paulo, mar. 2009. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br/web/a-revista/edicoes/74-mudanca-de-tensao-e-habitos-radiografia-de-transformadores-.html>>. Acesso em 12 Jul. 2012.

HARLOW, JAMES H. **Electric power transformer engineering**. CRC Press, Florida, 2004.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60076: Power transformers: Part 1: General**. Geneva, 2000.

KRÜGER, Michael; PAULINO, Marcelo. Diagnóstico de transformadores – a experiência prática utilizando métodos simples com medida da resistência de enrolamento, testes no comutador sobre carga, de relação, da reatância de dispersão, da capacitância e da medida do fator de dissipação. In: SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 16. Brasília, 2004. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <<http://www.adimarco.com.br/omicron/artigos-tecnicos/diagnostico-testes-transformadores-experiencia-pratica/>>. Acesso em: 05 out. 2012.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **IEEE 62-1995: Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.**1995

LAPWORTH, J. A.. Transformer reliability surveys. **2006 Cigre Session 41**, Paris: 2006.

MARTIGNONI, Alfonso. **Transformadores**. 8. ed. São Paulo: Globo, 1991.

MEDEIROS FILHO, Solon de. **Fundamentos de medidas elétricas**. 2 ed. Rio de Janeiro: Guanabara dois, 1981.

MILASCH, Milan. **Manutenção de transformadores em liquido isolante**. Itajubá: Edgard Blucher, 1984.

MORA, Nora Diaz. **Materiais Elétricos**. Foz do Iguaçu, 2010. Apostila do laboratório de materiais da UNIOESTE.

NASCIMENTO, Geraldo Carvalho. **Máquinas Elétricas: teoria e ensaios**. 4. ed. São Paulo: Érica, 2011.

NOGUEIRA, Daniel da Silva; ALVES, Diego Prandino. **Transformadores de potência - teoria e aplicação**: Tópicos essenciais.Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009

OMICRON ELECTRONICS. Manual de Referência CPTD1. 2007, 166p.

PAULINO, Marcelo. **Testes automatizados em equipamentos de subestações**. Itajubá, 2008. Apostila do treinamento dos equipamentos CPC100 e CPTD1 da Omicron.

_____. História do Transformador. **Portal Engenha**. Rio de Janeiro, jan. de 2011a. Disponível em: <<http://engenha.blogspot.com.br/2011/01/historia-do-transformador.html>>. Acesso em 12 de jul. de 2012.

_____. Avaliação em campo de buchas em transformadores de potência – o fator de dissipação a 60 Hz é suficiente? **Portal O Setor Elétrico**. São Paulo, mar. 2011b. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br/web/colunistas/dacio-de-miranda-jordao/579-avaliacao-em-campo-de-buchas-em-transformadores-de-potencia-o-fator-de-dissipacao-a-60-hz-e-suficiente-.html>>. Acesso em 10 out. 2012.

PESENTE, Jonas Roberto. **Fundamentos de técnicas de alta tensão**. Foz do Iguaçu, 2004. Apostila do curso de engenharia elétrica da UNIOESTE.

ROBERT, Renê. Efeito Pelicular. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, Porto Alegre, vol. 22, n. 2, 2000.

VIANA, Ricardo Luiz. **Aula 11: Dielétricos**. Disponível em: <http://fisica.ufpr.br/viana/fisicab/aulas2/a_11.htm>. Acesso em 10 out. 2012.

WILHELM, Helena Maria; TULIO, Luciane; UHREN, Wilson. Produção e uso de óleos vegetais isolantes no setor elétrico. **Revista Engenharia**, São Paulo, n. 592, p.120-124, 2009.