

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO FANCHIOTTI ZANCHETTA

**REPRODUTIBILIDADE EM ENSAIOS DE
ANÁLISE DE RESPOSTA EM FREQUÊNCIA
EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Porto Alegre

2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO FANCHIOTTI ZANCHETTA

**REPRODUTIBILIDADE EM ENSAIOS DE ANÁLISE DE
RESPOSTA EM FREQUÊNCIA EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito para Graduação em Engenharia Elétrica

UFRGS

Orientador: Prof. Dr. Luiz Tiaraju dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2019

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a toda minha família pela criação e por toda educação que recebi, além de todo o suporte proporcionado durante todos momentos nesses anos vividos na graduação.

Agradeço também a todas amigas criadas durante o período da faculdade e que certamente levarei para o resto da vida e que possivelmente serão reforçadas durante a minha vida profissional.

Agradeço a todos os professores que colaboraram para minha formação. Em especial, ao professor Luiz Tiaraju Loureiro dos Reis pela orientação deste trabalho acadêmico, bem como todo o conhecimento que adquiri em todas as disciplinas que ministrou.

E por fim, agradeço também ao João Vitor Carra Ziliotto e ao Armino Jacques Santos pela oportunidade proporcionada para mim e para o professor Luiz Tiaraju de acompanharmos presencialmente um Ensaio de Resposta em Frequência na fábrica da GE-Power, localizada no município de Canoas (RS).

"A vida recompensa as pessoas que deixam seus atos superarem suas desculpas"
(Lee. J Colan)

Resumo

O presente projeto de diplomação tem como objetivo apresentar os procedimentos técnicos que devem ser aplicados durante os ensaios de análise de resposta em frequência em transformadores de potência, de modo que se possa garantir um alto nível de reprodutibilidade e proporcionar dados coerentes para detectar corretamente a existência de falhas internas na parte ativa do transformador. A presença de falhas internas é indicada por uma diferença significativa durante a comparação dos comportamentos das curvas obtidas em ensaios realizados em períodos distintos, por isto os procedimentos de aquisição de dados precisam dispor de informações confiáveis e coerentes. Entretanto, alguns casos podem resultar diagnósticos equivocados, tendo em vista que as curvas medidas estão sujeitas a diversas influências indesejáveis, tais como o magnetismo residual no núcleo, a posição do enrolamento do comutador, direção de conexão dos cabos de medida, nível e presença de óleo, nível de tensão aplicada e temperatura do óleo e das bobinas. Não somente isto, os sistemas de medição estão sujeitos à interferências eletromagnéticas em uma larga faixa de frequências. Este trabalho acadêmico visa expor as recomendações e as estratégias que podem ser empregadas durante os ensaios que utilizam o método SFRA (*Sweep Frequency Response Analysis*) para assegurar uma confiabilidade das medidas realizadas, a partir da mitigação destas influências adversas e das interferências eletromagnéticas.

Palavras-chave: Falhas em Transformadores, Reprodutibilidade de Ensaios de Resposta em Frequência; Técnicas de Diagnóstico de Transformadores.

Abstract

This graduation project has the purpose of presenting the technical proceedings that must be applied over frequency response analysis testes in power transformers, in order to achieve an high reproductability level and provide coherent datas to detect rightfully the existance of internal failures in the active part of the transformer. The presence of internal faults is indicated by a significant difference during the comparison of the behavior of the curves obtained in tests performed in different periods, so the procedures of data acquisition must have reliable information. However, some cases may lead to a wrong diagnosis, since measured curves are subject to undesirable influences, such as residual magnetism in the core and the *tap* position of the regulation winding, measurement direction, level and presence of oil, output voltage applied and temperature of the oil and coils. Not only this, the measuring systems can also be subject to electromagnetic interference over a wide range of frequencies. This academic project exposes the recommendations and strategies that can be used during the tests tha use the SFRA (*Sweep Frequency Response Analysis*) to ensure the reliability of the measures, from the mitigation of adverse influences and electromagnetic interferences.

Keywords: Transformers Failures; Reproducibility of Frequency Response Tests; Transformers Diagnostic Techniques.

Lista de Ilustrações

Figura 1 – Modelo simples de um transformador	17
Figura 2 – Características construtivas de um transformador de potência	19
Figura 3 – Representação de um sistema GTD: geração - transmissão - distribuição	20
Figura 4 – Tipos Construtivos de Bobinas	22
Figura 5 – Tipos de disposição das bobinas	22
Figura 6 – Representação dos componentes elétricos de um transformador	24
Figura 7 – Circuito RLC simplificado de um transformador sem terciário	24
Figura 8 – Localização de falhas em Transformadores de Subestações (>100 kV) .	26
Figura 9 – Localização de falhas em Transformadores de Geração (GSU) (>100 kV)	26
Figura 10 – Transporte de um transformador via caminhão	34
Figura 11 – Falha total de um transformador	34
Figura 12 – Medição de impedância terminal em um transformador trifásico (Δ -Y)	37
Figura 13 – Curva típica da medição do módulo da impedância terminal	38
Figura 14 – Gráficos de Impulso de Tensão Reduzido	39
Figura 15 – Curva típica de magnitude de um ensaio SFRA	40
Figura 16 – Exemplo de conexão de um <i>FRAnalyser</i> em um transformador	42
Figura 17 – Maleta de transporte do <i>FRAnalyser</i>	43
Figura 18 – Célula de verificação de performance - Doble M5150	43
Figura 19 – Ferramenta do PTM para auxílio de conexões	44
Figura 20 – Customização dos parâmetros do ensaio	45
Figura 21 – Interface gráfica durante o teste dos cabos de conexão ("Zero Check") .	45
Figura 22 – Sequência de testes com as especificações	46
Figura 23 – Curva pré-traçada pelo <i>software</i> PTM	46
Figura 24 – Curva traçada pelo <i>software</i> PTM	47
Figura 25 – Diagrama de conexões de um Ensaio de Resposta em Frequência	47
Figura 26 – Formas de comparação	49
Figura 27 – Comparação com a "assinatura"	49
Figura 28 – Comparação de curva FRA de transformadores de mesmo projeto	50
Figura 29 – Comparação das 3 fases do mesmo transformador	51
Figura 30 – Modelo de células RLC paralelo	52
Figura 31 – Curva do módulo da impedância x frequência de um ensaio real	53
Figura 32 – Curva do módulo da impedância x frequência das células RLC	54
Figura 33 – Modelo de um transformador de 10 discos para simulação	54
Figura 34 – Simulação da variação de $\pm 10\%$ das capacitâncias C_g e C_{sh}	55
Figura 35 – Simulação da variação de $\pm 10\%$ das indutâncias M_{ij} e L_s	56
Figura 36 – Esboço de esforços e deformações em enrolamentos	57

Figura 37 – Deformações em enrolamentos	57
Figura 38 – Curto circuito entre espiras	58
Figura 39 – Falhas no núcleo	58
Figura 40 – Faixas típicas de interpretação de ensaios FRA	59
Figura 41 – Interpretações típicas para Diagnóstico	60
Figura 42 – Diagrama de conexão do tipo " <i>End-to-End Open Circuit</i> "	65
Figura 43 – Diagrama de conexão do tipo " <i>End-to-End Short-Circuit</i> "	66
Figura 44 – Diagramas dos testes de capacitância e indutância entre enrolamentos	67
Figura 45 – Influência da direção de medição	68
Figura 46 – Influência do magnetismo residual no núcleo	69
Figura 47 – Influência da posição dos <i>Taps</i> do Comutador	70
Figura 48 – Influência da presença do óleo	71
Figura 49 – Influência de diferentes níveis de tensão aplicada	72
Figura 50 – Influência da temperatura	73
Figura 51 – Ensaio SFRA nas três fases de um transformador de 500 kV (50 Hz)	74
Figura 52 – Ruído de banda larga em um ensaio SFRA de um transformador	75
Figura 53 – Práticas de aterramento	76
Figura 54 – Efeito utilizando duas técnicas de conexão distintas	77
Figura 55 – Reconstrução de um sinal distorcido via <i>software</i>	78
Figura 56 – Adaptação da largura de banda	78

Lista de Quadros

Quadro 1 – Taxas de Falhas em Transformadores de Subestações	27
Quadro 2 – Taxas de Falhas em Transformadores de Geração (GSU)	27
Quadro 3 – Taxas de Falhas combinada dos 2 grupos de transformadores	27
Quadro 4 – Preços de referência para transformadores de 100 MVA (2012)	28
Quadro 5 – Prejuízos financeiros dos anos avaliados	29
Quadro 6 – Vantagens e Desvantagens do Método LVI	41
Quadro 7 – Vantagens e Desvantagens do Método SFRA	41
Quadro 8 – Valor dos componentes da simulação computacional da Figura 33	55

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AC	<i>Alternating Current</i> (do inglês, Corrente alternada)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARF	Análise de Resposta em Frequência
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEC	<i>China Electricity Council</i>
CIGRÉ	Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
DC	<i>Direct Current</i> (do inglês, Corrente contínua)
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DETC	<i>De-energized Tap Changer</i>
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEG	Fator econômico global
FFT	<i>Fast Fourier Transform</i>
FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora
FRA	<i>Frequency Response Analysis</i>
GSE	<i>Generator Set-Up Transformer</i> (Transformador de Geração)
HV	<i>High voltage</i> (Alta tensão)

IEC	<i>Internacional Electrotechnical Comission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional)
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IFRA	<i>Impulse Frequency Response Analysis</i>
LV	<i>Low voltage</i> (Baixa tensão)
LVI	<i>Low Voltage Impulse</i>
NBR	Norma Brasileira
NLTC	<i>Non Load Tap Changer</i>
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PTM	<i>Primary Test Manager</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFRA	<i>Sweep Frequency Response Analysis</i>
TAF	Teste de Aceitação em Fábrica
TC	Transformador de Corrente
TI	Transformador de Instrumento
TP	Transformador de Potencial
VIM	Vocabulário Internacional de Metrologia

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	15
1.2	Justificativa	15
1.3	Organização do Trabalho	16
2	TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	17
2.1	Introdução	17
2.2	Classificação	18
2.3	Aspectos Construtivos	20
2.3.1	Núcleo	21
2.3.2	Enrolamentos	22
2.3.3	Sistema de Isolação	23
2.3.4	Buchas	23
2.4	Circuito Elétrico Equivalente	23
2.5	Estatísticas de Falhas de Transformadores	25
2.6	Aspectos econômicos	28
2.7	Tipos de ensaios	30
2.7.1	Ensaio de rotina	30
2.7.2	Ensaio de tipo	30
2.7.3	Ensaio especiais	31
2.8	Normas	31
2.9	Resumo	32
3	ENSAIOS DE RESPOSTA EM FREQUÊNCIA	33
3.1	Introdução	33
3.2	Medição da Impedância Terminal	37
3.3	Método do Impulso de Tensão Reduzido	38
3.4	Método de Varredura de Frequências	40
3.5	Vantagens e desvantagens dos métodos FRA	41
3.6	FRAlyser	42
3.7	Software para aquisição de dados	44
3.8	Resumo	47
4	INTERPRETAÇÕES E ELABORAÇÃO DE DIAGNÓSTICO	48
4.1	Metodologias de Comparação	48
4.1.1	Comparação baseada no tempo	49

4.1.2	Comparação entre unidades similares	50
4.1.3	Comparação entre fases	50
4.1.4	Comparação via Modelagem	51
4.1.4.1	Modelagem Matemática	51
4.1.4.2	Modelagem Computacional	54
4.2	Tipos de falhas	56
4.2.1	Deformação de Enrolamentos	56
4.2.2	Curto-circuito entre espiras	58
4.2.3	Falhas no Núcleo Ferromagnético	58
4.3	Faixas de Interpretação e Elaboração de Diagnóstico	59
4.4	Resumo	61
5	TÉCNICAS PARA MITIGAÇÃO DE INFLUÊNCIAS E INTERFERÊNCIAS ELETROMAGNÉTICAS	62
5.1	Introdução	62
5.2	Execução de ensaios	62
5.2.1	Procedimentos primordiais do ensaio	62
5.2.2	Preparação do ambiente do ensaio	63
5.2.3	Preparação do transformador	63
5.2.4	Conjunto de teste	63
5.2.5	Cabos de teste	64
5.2.6	Tipos de medições dos ensaios	64
5.2.6.1	<i>End-to-End Open Circuit</i>	65
5.2.6.2	<i>End-to-End Short-Circuit</i>	66
5.2.6.3	<i>Capacitive inter-winding</i>	66
5.2.6.4	<i>Inductive inter-winding</i>	67
5.3	Fontes de Influências nas Medições	67
5.3.1	Direção de conexão do cabo da fonte e de resposta	67
5.3.2	Magnetismo residual no núcleo	68
5.3.3	Posição da derivação do Comutador	69
5.3.4	Nível e presença de Óleo	71
5.3.5	Nível de Tensão Aplicada	72
5.3.6	Temperatura do óleo e das bobinas	73
5.4	Fontes de Interferências Eletromagnéticas nas Medições	74
5.4.1	Ruído de banda estreita	74
5.4.2	Ruído de banda larga	75
5.5	Técnicas para Mitigar Interferências	76
5.5.1	Técnicas baseadas em <i>hardware</i>	76
5.5.2	Técnicas baseadas em <i>software</i>	78

6	CONCLUSÃO	79
	REFERÊNCIAS	81

1 Introdução

Os transformadores de potência são equipamentos com extrema importância e largamente utilizados nos sistemas elétricos de potência devido à disseminação dos sistemas de corrente alternada. Por conseguinte, cuidados rigorosos com eles devem ser sempre avaliados, estudados e aprimorados para que a prevenção de falhas operacionais e a detecção de defeitos de fabricação sejam feitas antecipadamente, e que desta maneira não haja comprometimento da operação e do desempenho do sistema elétrico.

Tendo em vista a privatização do sistema elétrico ao redor do mundo, as empresas privadas responsáveis pela transmissão e pela distribuição passaram a considerar a energia elétrica como um produto de comercialização, e por isso, a interrupção do fornecimento de energia elétrica passou a ser sinônimo de prejuízo financeiro e minimização de lucros. Além disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece no Brasil indicadores de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica (DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC), os quais estão definidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Estes indicadores são utilizados para contabilizar e avaliar a duração e a frequência de ocorrência de eventos que interrompam o fornecimento de energia, e a partir deles a ANEEL aplica rigorosas multas às concessionárias.

Portanto, todas estas condições impulsionaram as empresas a prezar e valorizar a manutenção de todos os equipamentos da rede, em especial os transformadores, haja vista a dificuldade e a demora na reposição destes, além do elevado preço para fabricação de um novo. Os transformadores de potência são projetados e fabricados sob encomenda e utilizados para aplicações específicas, portanto o processo de reposição torna-se vagaroso e complexo.

Tendo em vista todos estes fatos, várias normas e técnicas para monitoramento e identificação precoce de defeitos em transformadores foram requisitadas, estudadas e aplicadas nos últimos anos, de tal forma que problemas sejam evitados ou minimizados, e conseqüentemente a confiabilidade do sistema aumente, os prejuízos financeiros das empresas diminuam e a satisfação dos consumidores aumente. O ensaio de Análise de Resposta em Frequência surgiu como alternativa nos últimos anos para diagnosticar todos os defeitos mecânicos e elétricos nos enrolamentos dos transformadores bem como avaliar a vida útil do equipamento com o passar do tempo.

Além dos defeitos e danos ocasionados por falhas, existem também os danos provenientes do transporte inadequado do transformador, o qual pode conduzir um deslocamento ou deformação dos enrolamentos e do núcleo devido aos choques mecânicos. Isso, conseqüentemente, modifica o circuito elétrico equivalente do transformador inicialmente projetado,

que por sua vez é composto por diversas resistências, indutâncias e capacitâncias. Qualquer tipo de dano ou alteração seja na parte ativa (enrolamentos e núcleo) quanto na parte passiva (suporte, tanque, etc.) modifica os parâmetros do circuito equivalente, o que inevitavelmente altera a resposta em frequência e, conseqüentemente, o funcionamento desejado do transformador.

Por isso, o ensaio de Análise de Resposta em Frequência - ARF (conhecido internacionalmente como *Frequency Response Analysis* - FRA) se apresenta como uma solução para diagnosticar e detectar as alterações nas características estruturais internas dos transformadores de potência, em especial as deformações nas bobinas, sem a necessidade de abertura do tanque para verificar irregularidades. Este método consiste, sucintamente, em obter a "assinatura" do transformador, a qual consiste em uma curva característica gerada pela medição da função de transferência em fábrica antes do transporte para a subestação. Depois que o transformador chega na subestação ou quando sofre um evento que possa ser caracterizado como problema, mede-se novamente a função de transferência. Caso as curvas comparadas possuam algum comportamento diferente, isto é sinônimo de que existe uma falha interna no equipamento. Entretanto, as medições durante os ensaios estão sujeitas a diversas influências e interferências eletromagnéticas, as quais que podem prejudicar a interpretação das curvas e causas diagnósticos equivocados. Para mitigar esses fatores adversos, algumas recomendações e procedimentos técnicos são aplicados de sorte a prover uma alta capacidade de reprodução dos ensaios e serão demonstrados neste trabalho.

1.1 Objetivos

O objetivo deste projeto de diplomação é apresentar e descrever detalhadamente os procedimentos técnicos e cuidados necessários para executar adequadamente o método mais aplicado e conhecido de análise de resposta em frequência em transformadores: o método de Análise de Varredura de Resposta em Frequência, referenciado apenas como SFRA. A garantia de condições de reprodução idênticas em um transformador durante ensaios realizados em locais, períodos e operadores distintos pode proporcionar um elevado grau de reprodutibilidade e assegurar a constatação de falhas na parte ativa do transformador. Este projeto irá demonstrar como manter condições de reprodução adequadas e como mitigar fontes de influências e interferências eletromagnéticas que prejudicam as medições.

1.2 Justificativa

A justificativa deste projeto é expandir o conhecimento e difundir o estudo dos procedimentos aplicáveis em um ensaio não convencional que pode ser realizado quando o transformador ainda está na fábrica ou quando já está instalado na subestação. A execução

para obter a "assinatura" do transformador ainda em fábrica é solicitada por parte do adquirente. Em muitos casos, a aquisição destas "assinaturas" nunca são requisitadas ou a opção de obtenção pode inclusive não ser conhecida pelos adquirentes, visto que a execução do ensaio nas fábricas não é obrigatória. Portanto, muitos transformadores operando atualmente não possuem registro de sua curva característica, dificultando assim a análise de resposta em frequência.

A aplicação deste ensaio especial deu início na década de 1960 e foi normatizado apenas em 2004 e 2012. Este extenso período em que não haviam normas para padronizar os processos de medição e os critérios de conexão nos ensaios FRA viabilizou uma série de diagnósticos equivocados devido à variedade de fatores durante os ensaios. Consequentemente, a aplicação adequada do ensaio foi desconhecida por um longo tempo e ainda apresenta dificuldade de reprodução.

1.3 Organização do Trabalho

O presente trabalho acadêmico foi organizado conforme esta orientação:

- O Capítulo 2 apresenta uma revisão sobre os transformadores de potência, de sorte a compreender seus aspectos construtivos, operacionais e econômicos, bem como as normas e ensaios relacionados a estes;
- O Capítulo 3 aponta os métodos empregados para ensaios de Resposta em Frequência e os motivos pelos quais justificaram seu desenvolvimento e aplicação. Além disso, apresentam-se alguns dos equipamentos de medição envolvidos e *software* para aquisição de dados;
- O Capítulo 4 exhibe as formas de comparação de resultados, as falhas comumente detectáveis e as interpretações que são feitas durante a elaboração do diagnóstico da possível falha;
- O Capítulo 5 caracteriza os procedimentos técnicos que são adotados para executar corretamente os ensaios, de sorte que as interferências eletromagnéticas e as influências sejam mitigadas. Desta forma, garante-se um alto nível de reprodutibilidade dos ensaios e não sejam estabelecidos diagnósticos de forma equivocada;
- O Capítulo 6 encerra o trabalho com as considerações finais, evidenciando um panorama geral do conteúdo proposto e abordado;
- Finaliza-se com as Referências utilizadas para conduzir e instruir a elaboração deste trabalho de conclusão de curso.

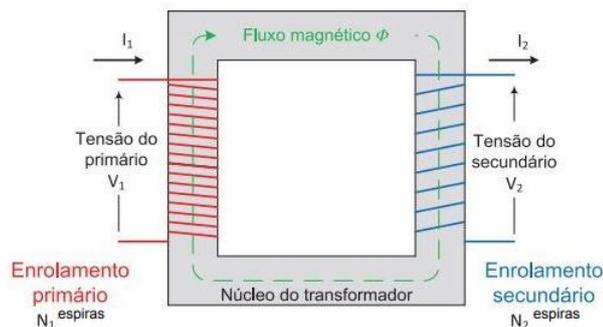
2 Transformadores de Potência

Neste capítulo será abordado inicialmente sobre a importância e o princípio de funcionamento dos transformadores em geral no sistema elétrico. Em seguida, será aprofundado sobre as classificações deles, para que em sequência seja investigado sobre as características construtivas e econômicas dos transformadores de potência em específico, bem como as normas relacionadas a estes.

2.1 Introdução

O transformador é o principal dispositivo responsável pela transmissão de energia elétrica em grandes distâncias, por meio do sistema de corrente alternada (CA), que por sua vez é o modelo mais disseminado nos sistemas elétricos de potência ao redor mundo. Além disto, ele permite a interligação de sistema de diferentes níveis de tensão e a isolamento galvânica entre circuitos. O funcionamento deste equipamento baseia-se na indução eletromagnética. Essencialmente, ele é construído por uma bobina primária, a qual recebe a energia elétrica com uma determinada tensão e corrente e uma bobina secundária pela qual esta energia é transferida para as cargas. Ele baseia-se em dois princípios físicos: o primeiro afirma, de acordo com a Lei de *Biot-Savart*, que a corrente elétrica que flui através de uma bobina produz um campo magnético. Enquanto o segundo princípio, a Lei de Indução de *Faraday-Lenz*, descreve que a variação de um campo magnético no interior de um enrolamento induz uma tensão elétrica, a qual é proporcional à variação temporal do fluxo magnético que a bobina concatena. O fluxo concatenado pelo enrolamento dependerá do tipo do material do núcleo do transformador, pois este é o responsável pelo alinhamento das linhas do fluxo magnético gerado por uma bobina que flui corrente elétrica. Portanto, o material do núcleo precisa ter alta permeabilidade magnética para maior concatenação do fluxo magnético e menor dispersão, garantindo assim maior desempenho.

Figura 1 – Modelo simples de um transformador



Fonte: (FRONTIN, 2013)

2.2 Classificação

Torna-se oportuno classificar os transformadores de acordo com a finalidade, a função no sistema, a separação elétrica entre os enrolamentos, o material do núcleo e a quantidade de fases. Eles são qualificados conforme a posição que ocupam no SEP e podem ser classificados da seguinte forma (FRONTIN, 2013):

1. Transformadores de Potência: são utilizados nos processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com potência de 5 até 300 MVA, e operam em tensão de até 765 kV. São trifásicos e, predominantemente, localizados em subestações. Seu projeto construtivo é complexo e o processo de fabricação é vagaroso, haja vista as múltiplas etapas de construção e testes. A Figura 2 ilustra um modelo da ABB.
2. Transformadores de Distribuição: utilizados para rebaixar a tensão para os consumidores finais das empresas de distribuição. Normalmente instalados em postes ou câmaras subterrâneas, com potência de 30 a 300 kVA. No Brasil, possui valores de tensão padronizados como, por exemplo, no lado de alta tensão 13,8 kV ou 23,9 kV, enquanto em baixa tensão possui 380/220V ou 220/127V. Podem ser monofásicos ou trifásicos e são utilizados, também, para serviços de alimentação auxiliar de subestações. Estes podem ser fabricados em larga escala e possuem preços e dimensões consideravelmente inferiores que os transformadores de potência.
3. Transformadores de Corrente (TC): é um transformador de instrumento (TI), cuja finalidade é isolar equipamentos de controle, medição e proteção. Seu enrolamento primário é ligado em série em um circuito elétrico e reproduz, no seu circuito secundário, uma corrente proporcionalmente reduzida a do seu circuito primário, com sua posição fasorial mantida.
4. Transformador de Potencial (TP): é o transformador de instrumento que reproduz uma réplica em escala reduzida das tensões do componente protegido para níveis compatíveis com instrumentos de proteção, medição e monitoração, através do acoplamento magnético entre o primário e o secundário. Este opera sob os mesmos princípios do transformador de potência e seu núcleo é projetado para trabalhar com baixa densidade de fluxo de sorte a obter uma baixa corrente de excitação. Ele é conectado em paralelo com o circuito a ser monitorado e é utilizado para alimentação de voltímetros, bobinas de wattímetros, relés e outros dispositivos de medição, proteção e controle.
5. Autotransformadores: possuem apenas um enrolamento, visto que o enrolamento primário está conectado com o secundário, de modo que não haja isolamento entre eles. São muitas vezes utilizados como elevadores ou abaixadores entre as tensões na faixa 110-117-120V e tensões na faixa 220-230-240V.

Figura 2 – Características construtivas de um transformador de potência



Fonte: (FRONTIN, 2013)

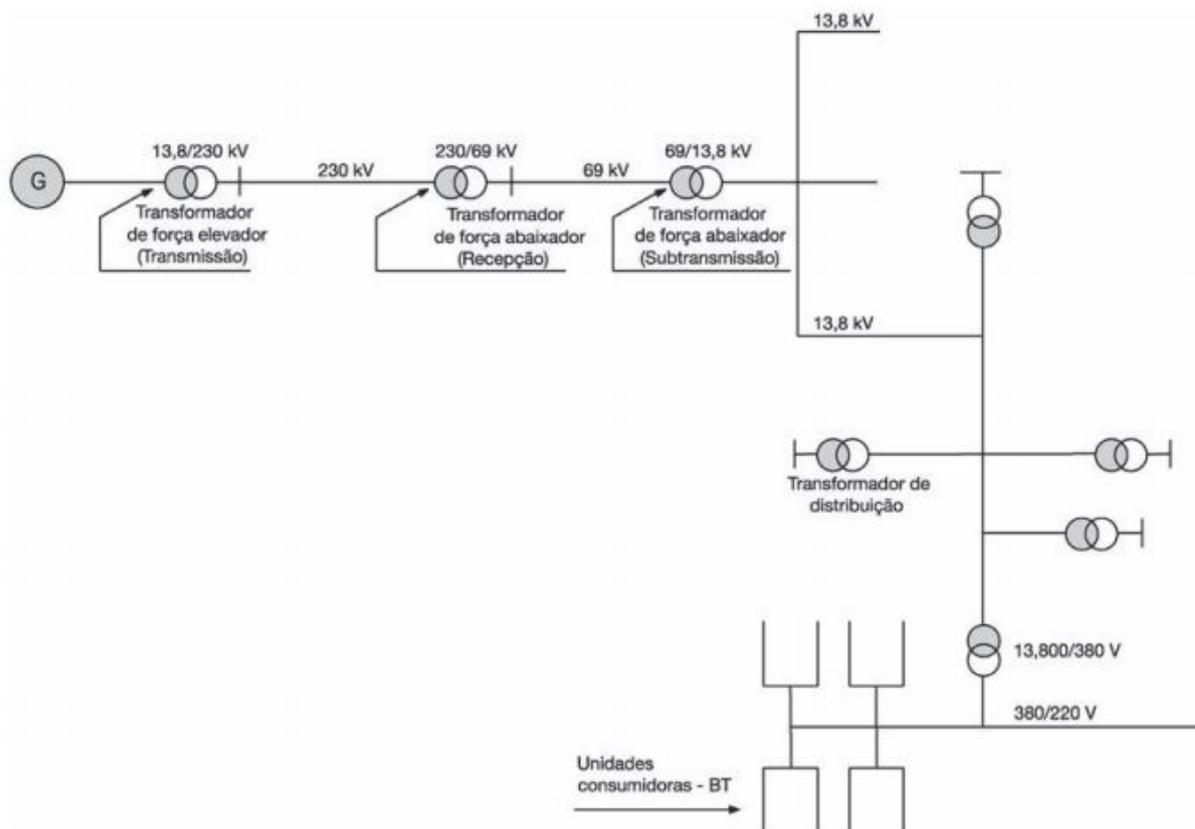
Os transformadores de potência são, majoritariamente, instalados nos seguintes locais do Sistema Elétrico de Potência (RIES, 2007):

1. Subestações de usinas geradoras;
2. Subestações de interligação de sistemas elétricos;
3. Subestações abaixadoras de tensão para alimentação de grandes centros urbanos e industriais;
4. Subestações de distribuição em baixa tensão para uso industrial, comercial, domiciliar e público.

Os transformadores de potência estão, portanto, presentes em todas as etapas da transferência de energia elétrica: geração, transmissão, sub-transmissão e distribuição, vide diagrama da Figura 3. A manutenção e a prevenção de falhas em todos os equipamentos do sistema elétrico tornam-se ações de extrema importância para não comprometer o funcionamento do SEP por completo, tendo em vista o efeito cascata que pode acontecer. Levando em consideração o elevado custo do transformador e a dificuldade de reposição imediata do mesmo, inúmeros procedimentos para prevenção e predição foram normalizados e estabelecidos para minimizar as probabilidades de defeito ou alterações de desempenho.

Portanto, é conveniente compreender os aspectos construtivos e as etapas de montagem do equipamento, bem como os tipos de ensaios que são executados durante e após a fabricação.

Figura 3 – Representação de um sistema GTD: geração - transmissão - distribuição



Fonte: (MAMEDE, 2013)

2.3 Aspectos Construtivos

O dimensionamento e o projeto do transformador dependem, evidentemente, da aplicação e localização que o transformador estará operando. Dezenas de fatores influenciam na fundamentação para projeto e cálculo, são alguns deles: as tensões nominais de entrada e de saída, a frequência de operação, o número de fases, o rendimento, a potência nominal, a relação de transformação, o tipo de instalação da subestação (céu aberto, abrigada ou blindada), as dimensões do terreno da subestação, as condições climáticas do local da subestação, a previsão de demanda de carga, etc.

A escolha do nível de tensão nominal do equipamento é realizada através do estudo de estimativas das perdas e no custo dos materiais auxiliares e conexão. Quanto maior o nível de tensão, menores serão as perdas. Entretanto, níveis de tensões maiores exigem um custo maior de todos outros equipamentos da subestação, além de um maior espaço físico a ser ocupado no terreno. Portanto, a seleção do nível de tensão baseia-se em um estudo técnico-econômico, onde um peso é o custo dos equipamentos e o outro peso é o custo relacionado às perdas elétricas.

2.3.1 Núcleo

O núcleo consiste, fundamentalmente, por uma superposição de uma grande quantidade de chapas de ferro-silício de grãos-orientados, cobertas por película isolante (MA-MEDE, 2013). As chapas de ferro-silício são fabricadas conforme padrões internacionais e possuem espessuras variadas. A composição destas chapas são ligas que contém apenas 3% de silício, cujo objetivo é a redução das perdas por histerese magnética e aumento da resistência do ferro, de tal forma que se reduzam as correntes parasitas (Corrente de *Foucault*). A orientação dos domínios magnéticos no sentido da laminação permite alcançar altas densidades de fluxo com perdas reduzidas e baixas correntes de magnetização.

Três classes de materiais magnéticos, com desempenhos específicos, são tipicamente utilizados (FRONTIN, 2013):

- Classe R: Aço magnético de grão orientado laminado a frio;
- Classe H: Aço magnético de grão super-orientado laminado a frio;
- Classe D: Aço magnético de grão orientado com domínios refinados.

Na maioria dos casos, os transformadores de potência possuem três colunas, sendo uma para cada fase. Entretanto, há projetos com cinco colunas, de sorte a reduzir a altura do equipamento para os casos específicos que dependem do transporte e do local de instalação. Neste caso, as colunas laterais e as culatras têm a metade da secção das colunas centrais.

As etapas de construção do núcleo contemplam a seguinte ordem (RIES, 2007):

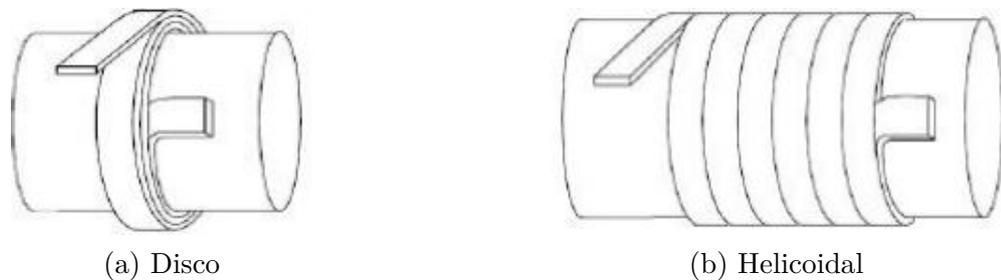
1. Corte longitudinal das chapas;
2. Corte transversal;
3. Cortes por estampagem e furação da chapa quando necessário;
4. Recozimento e isolamento das chapas quando necessário;
5. Preparação dos acessórios;
6. Montagem;
7. Prensagem;
8. Ensaio do núcleo.

2.3.2 Enrolamentos

Os condutores são enrolados em forma de bobinas cilíndricas, que são dispostas co-axialmente nas colunas do núcleo, em ordem crescente de tensão. Bobinas com condutores em paralelo, na direção radial, devem ter transposição, para minimizar as perdas adicionais e os esforços mecânicos provenientes de curtos-circuitos. Muitas bobinas podem ser conectadas em série ou em paralelo para formar um enrolamento. As bobinas desse enrolamento podem ser empilhadas no núcleo alternadamente com as bobinas do outro enrolamento. Basicamente, têm-se os seguintes quatro tipos de enrolamentos (FRONTIN, 2013):

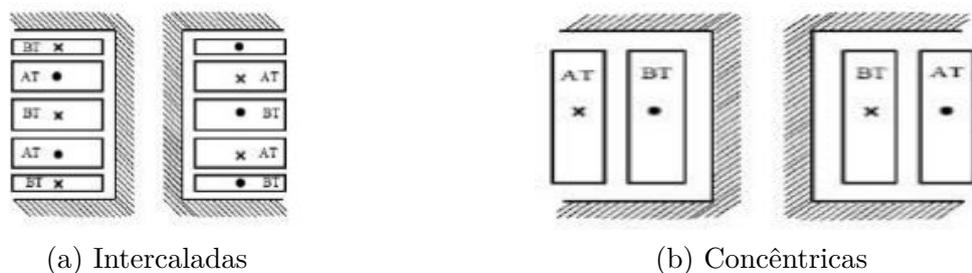
- Disco: alta tensão e baixa corrente; alta tensão;
- Disco entrelaçado: aumento da capacitância série do enrolamento, melhorando a distribuição da tensão de surtos de frente íngreme; alta tensão;
- Helicoidal: baixa tensão e alta corrente; primário de transformadores elevadores de usinas; regulação;
- Em camadas: camadas concêntricas ligadas em série; baixa ou alta tensão; terciário.

Figura 4 – Tipos Construtivos de Bobinas



Fonte: (RIES, 2007)

Figura 5 – Tipos de disposição das bobinas



Fonte: (RIES, 2007)

2.3.3 Sistema de Isolação

O isolamento do transformador é constituído, basicamente, de óleo e celulose (papel ou *presspan*). O óleo tem ainda função de refrigeração. Os condutores (cobre ou alumínio) são envolvidos em tiras de papel, que formam o isolamento entre espiras. Os condutores são enrolados em cilindros de *presspan*, que proporcionam fixação mecânica e isolamento entre enrolamentos de fase e entre estes e o núcleo. As tiras de *presspan*, fixadas nesses cilindros, no sentido axial, formam canais de óleo que, além de contribuírem para o isolamento, facilitam a refrigeração. Barreiras isolantes adicionais (*presspan*) são, em geral, usadas entre enrolamentos de fases diferentes e entre enrolamentos, o núcleo e o tanque. Além de sua função isolante, essas barreiras diminuem a espessura dos canais de óleo, o que aumenta a rigidez dielétrica (kV/mm) nesses canais. Sempre que possível, as barreiras de *presspan* devem coincidir com superfícies equipotenciais, para evitar o risco de descargas superficiais. O envelhecimento e a deterioração do sistema de isolação são dependentes de solicitações (térmicas, elétricas, mecânicas) e de reações químicas internas estabelecidas durante a vida em operação do transformador.

2.3.4 Buchas

A bucha é uma peça ou estrutura de material isolante, que assegura a passagem isolada de um condutor através de uma parede de material não-isolante. De acordo com o tipo construtivo, as buchas podem ser classificadas em:

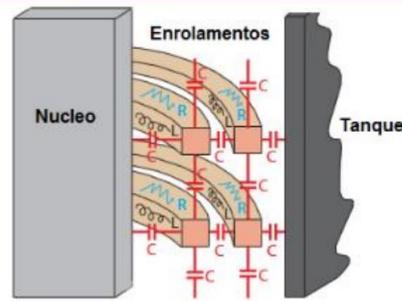
1. Capacitivas;
2. Não-capacitivas (ou sólidas).

A primeira é composta de material isolante e camada condutora ou semicondutora formando superfícies equipotenciais e melhorar a distribuição de tensão, fazendo efeito capacitivo. Já na segunda, a isolação é composta de isolador de porcelana ou combinada resina e isolador de silicone.

2.4 Circuito Elétrico Equivalente

Diante de todas estas definições construtivas descritas, o transformador, que constitui-se do conjunto núcleo-enrolamento-tanque, pode ser compreendido como circuito elétrico complexo que envolve diversas resistências, capacitâncias e indutâncias, vide Figura 6. Todos esses componentes estão associados aos comprimentos e às geometrias dos enrolamentos; com o material condutor dos enrolamentos (cobre ou alumínio); com a constante dielétrica do óleo isolante; com a posição e distância entre o núcleo, o tanque e o enrolamentos; com o tamanho e permeabilidade magnética do núcleo, etc.

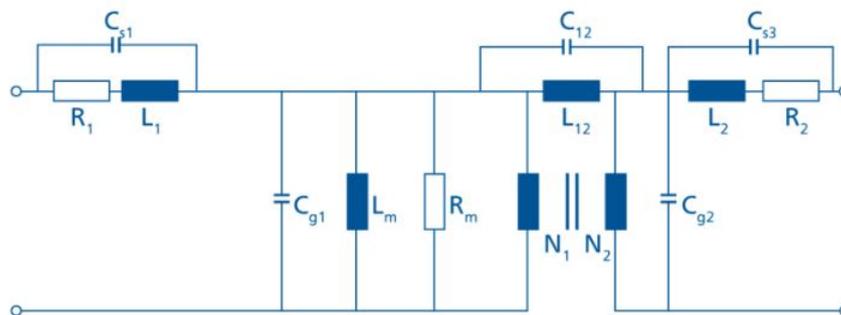
Figura 6 – Representação dos componentes elétricos de um transformador



Fonte: (NETO; BARRA; DELAIBA, 2017)

A Figura 7 ilustra um circuito RLC simplificado de um transformador de dois enrolamentos, contendo diversas resistências, capacitâncias e indutâncias. Para os casos dos transformadores com enrolamento terciário ou com núcleo de 5 colunas, a complexidade do circuito equivalente aumenta e existem mais componentes no circuito.

Figura 7 – Circuito RLC simplificado de um transformador sem terciário



Fonte: (RÄDLER; UHRIG, 2018)

Sendo os componentes do circuito elétrico apresentado na figura acima como:

- $R_{1,2}$ = Resistência ôhmica dos enrolamentos;
- $L_{1,2}$ = Indutância própria dos enrolamentos;
- $C_{s1,2}$ = Capacitância série dos enrolamentos;
- $C_{g1,2}$ = Capacitância entre os enrolamentos e o núcleo;
- L_m = Indutância de magnetização;
- R_m = Perdas magnéticas do núcleo;
- $C_{1,2m}$ = Capacitância mútua entre os enrolamentos AT e BT;
- L_{12} = Indutância mútua dos enrolamentos AT e BT;
- N_1, N_2 = Número de enrolamentos (relação de transformação).

2.5 Estatísticas de Falhas de Transformadores

Uma pesquisa internacional publicada em 1983 por (CIGRÉ, 1983) apresentou dados estatísticos de falhas em transformadores de potência de 13 países de três continentes diferentes. Com mais de 1000 casos para o banco de dados, o estudo envolveu falhas ocorridas entre 1968 e 1978 e foram classificadas de acordo com o nível de tensão, a idade e aplicação. A pesquisa concluiu que a taxa média de falhas em transformadores poderia ser considerada como 2% para todas as classes de tensão. A partir disso, esta estatística tornou-se uma referência internacional para as industriais de transformadores sobre a taxa de falha de transformadores.

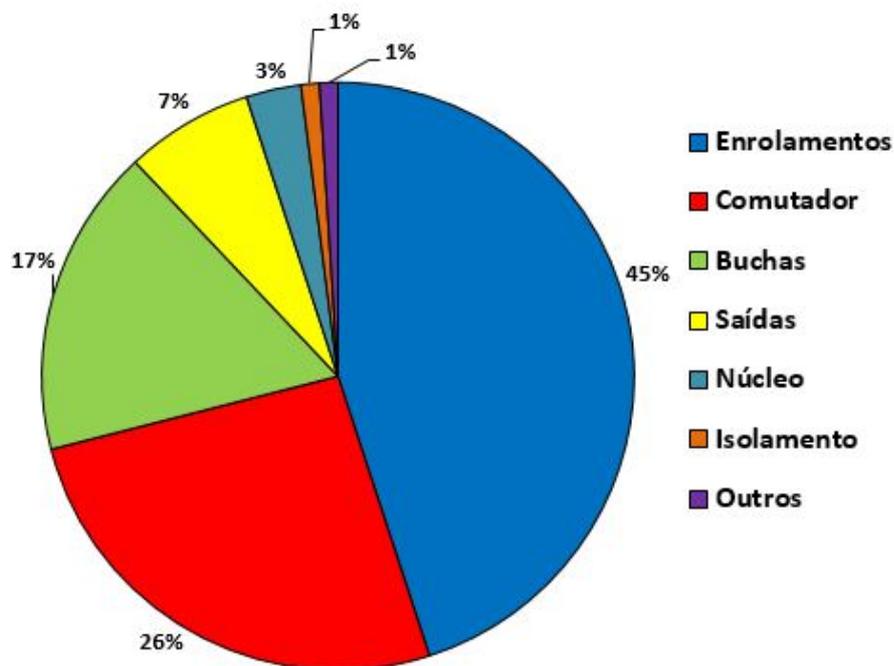
Tendo em vista que os dados da pesquisa foram baseados em falhas ocorridas exclusivamente entre os anos 1968 e 1978, um outro grupo do CIGRÉ se formou em 2008 com o intuito de revisar todas as pesquisas existentes até o momento sobre o assunto e estudar diferentes formas de coletar e compilar resultados. Esta nova pesquisa internacional (TENBOHLEN *et al.*, 2012) agregou dados de outros estudos realizados no Canadá, na Alemanha e no Japão, disponíveis publicamente. Além disto, o grupo criou um portal de pesquisa com questionários para concessionárias de energia elétrica preencherem. Desta forma, adquiriram-se dados de diversos transformadores em operação de certas regiões, bem como os dados específicos sobre os equipamentos em que ocorrem as falhas, como por exemplo: o ano e local da falha, o tipo e as características do transformador, e o tempo de serviço até a falha.

O banco de dados da pesquisa contém 685 falhas ocorridas entre 1996 e 2010 em 16 países. Os anos de fabricação dos equipamentos analisados vão desde a década de 1950 até o ano 2009. Foram consideradas apenas as falhas totais, nas quais os transformadores precisaram ser retirados de operação por um período superior a 7 dias para investigação, reparo ou substituição. Ou seja, para estas falhas foi necessário pelo menos realizar a abertura do tanque ou a troca de buchas.

As Figuras 8 e 9 apresentam graficamente a distribuição percentual das falhas que ocorreram em transformadores de subestações e de geração (GSU), respectivamente. As estatísticas destes gráficos foram baseadas em 364 falhas completas para os transformadores de subestações e 82 falhas para transformadores de geração (GSU), com tensões nominais do enrolamentos AT superiores a 100 kV.

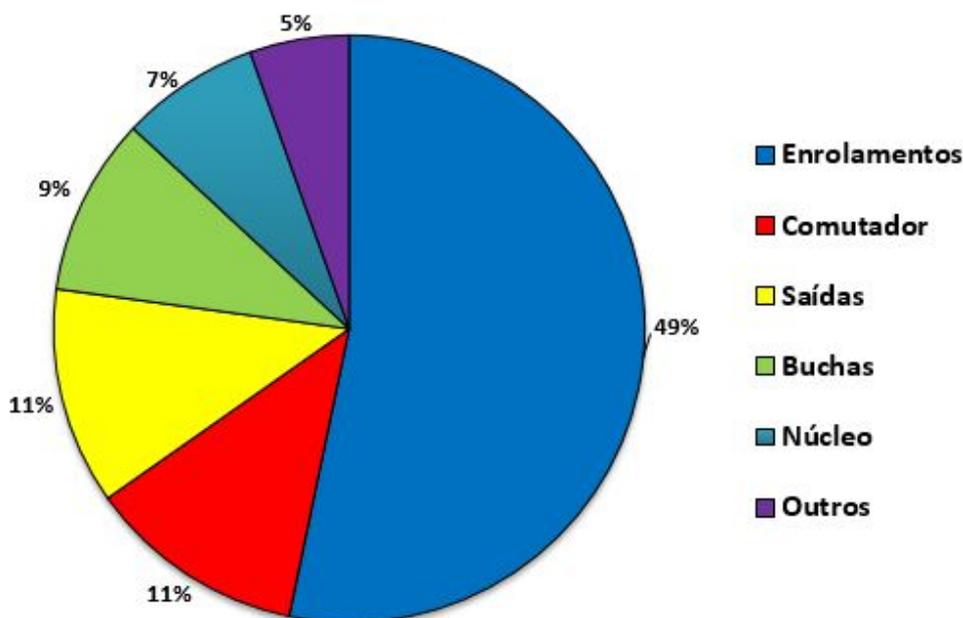
As falhas relacionadas aos enrolamentos dos transformadores foram as que mais contribuíam para a falha total dos equipamentos. As estatísticas do estudo em questão revelaram que 95% de transformadores de subestações e 91% de transformadores de geração (GSU) estavam equipados com comutador de carga (*tap changer*).

Figura 8 – Localização de falhas em Transformadores de Subestações (>100 kV)



Fonte: Adaptado de (TENBOHLEN *et al.*, 2012)

Figura 9 – Localização de falhas em Transformadores de Geração (GSU) (>100 kV)



Fonte: Adaptado de (TENBOHLEN *et al.*, 2012)

Os Quadros 1, 2 e 3 expõem os dados adquiridos e compilados na pesquisa de (TENBOHLEN *et al.*, 2012), juntamente com as taxas de falha (λ) determinadas a partir da Equação 1. Os valores de tensão nos quadros a seguir foram considerados pelo valor dos enrolamentos AT dos transformadores (V_{nom}^{AT}).

$$\lambda = 100 \cdot \frac{\sum_i n_i}{\sum_i N_i} \% \quad (1)$$

Sendo n_i o número de transformadores que falharam no 'i-ésimo' ano e N_i o número de transformadores em serviço durante o 'i-ésimo' ano.

Quadro 1 – Taxas de Falhas em Transformadores de Subestações

Tensão (V_{nom}^{AT})	Nº Falhas (n_i)	Transf.· Anos (N_i)	Taxa de Falha (λ)
$69 \leq V_{nom} < 100$ kV	145	15077	0,96%
$100 \leq V_{nom} < 200$ kV	206	46152	0,45%
$200 \leq V_{nom} < 300$ kV	136	42152	0,32%
$300 \leq V_{nom} < 500$ kV	95	29437	0,32%
$V_{nom} \geq 700$ kV	7	219	3,20%
Total	589	135491	0,43%

Fonte: Adaptado de (TENBOHLEN *et al.*, 2012)

Quadro 2 – Taxas de Falhas em Transformadores de Geração (GSU)

Tensão (V_{nom}^{AT})	Nº Falhas (n_i)	Transf.· Anos (N_i)	Taxa de Falha (λ)
$69 \leq V_{nom} < 100$ kV	0	143	0,00%
$100 \leq V_{nom} < 200$ kV	6	2842	0,21%
$200 \leq V_{nom} < 300$ kV	27	4838	0,56%
$300 \leq V_{nom} < 500$ kV	59	12132	0,49%
$V_{nom} \geq 700$ kV	4	740	0,54%
Total	96	20695	0,46%

Fonte: Adaptado de (TENBOHLEN *et al.*, 2012)

Quadro 3 – Taxas de Falhas combinada dos 2 grupos de transformadores

Tensão (V_{nom}^{AT})	Nº Falhas (n_i)	Transf.· Anos (N_i)	Taxa de Falha (λ)
$69 \leq V_{nom} < 100$ kV	145	15220	0,95%
$100 \leq V_{nom} < 200$ kV	212	48994	0,43%
$200 \leq V_{nom} < 300$ kV	163	47473	0,34%
$300 \leq V_{nom} < 500$ kV	154	41569	0,37%
$V_{nom} \geq 700$ kV	11	959	1,15%
Total	685	156186	0,44%

Fonte: Adaptado de (TENBOHLEN *et al.*, 2012)

As falhas, que podem ser parciais ou completas, podem ser de origem: dielétrica, térmica, química ou mecânica. As principais causas são: falha de isolamento, contaminação do óleo, surtos transitórios, problema de conexões ou buchas, descargas atmosféricas e umidade.

2.6 Aspectos econômicos

A ANEEL disponibiliza em seu site (www.aneel.gov.br) um banco de valores de referência para equipamentos de manobra e módulos de infraestrutura conforme a região geográfica. A diferença de preço entre regiões existe de sorte a atender as diferenças regionais, tais como clima, relevo, transporte, etc. Estes fatores são diretamente influentes nos critérios de projetos, pois a temperatura e umidade ambiente, por exemplo, afetam consideravelmente o funcionamento do equipamento. No Quadro 4 constam valores unitários de referência de transformadores monofásicos e trifásicos no Brasil em 2012, e a partir destes valores é possível se ter uma breve noção do prejuízo financeiro que as concessionárias de energia elétrica estão sujeitas caso tenham uma perda total de um transformador devido a uma falha. Ao passo que, pode-se compreender a razão pela qual as mesmas adiam ao máximo possível a substituição de um transformador antigo.

Quadro 4 – Preços de referência para transformadores de 100 MVA (2012)

Tensão (kV)	Preço Monofásico (R\$)	Preço Trifásico (R\$)
230/69	4.280.000,00	5.040.000,00
345/69	4.914.000,00	7.340.000,00
500/183	5.850.000,00	9.062.000,00
500/345	6.500.000,00	10.069.000,00
750/500	7.738.000,00	-

Fonte: Adaptado de (FRONTIN, 2013)

Tendo em vista os valores apresentados no Quadro 4, a prevenção contra acidentes e falhas é imprescindível para reduzir prejuízos financeiros das concessionárias. O prejuízo não consiste exclusivamente ao preço do equipamento, mas também na redução do faturamento devido à interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, bem como as multas estabelecidas pela ANEEL, as quais são baseadas nos indicadores especificados no Módulo 8 do PRODIST, como DEC e FEC por exemplo. As manutenções preventivas e preditivas contra falhas tornaram-se fundamentais para a sustentação financeira de uma empresa. A manutenção preventiva é realizada periodicamente, com o intuito de minimizar as chances de ocorrência de uma falha. Já a manutenção preditiva é usada para obter dados sobre o estado do equipamento, a partir do acompanhamento de parâmetros capazes de indicar a necessidade de ajustes ou a troca das peças.

O custo de transformadores de potência constitui uma parte relevante do valor total de um empreendimento de um sistema elétrico. O processo de compra de transformadores tem sido suportado em especificações funcionais simplificadas e invariavelmente privilegiado o fornecimento de equipamentos de menor preço inicial, de forma a minimizar o valor do investimento inicial de um empreendimento (FRONTIN, 2013).

Um exemplo sugerido para um indicador é o fator econômico global (FEG), cuja dimensão é $[\frac{R\$}{kVA \cdot Ano}]$ e é determinado a partir da Equação 2.

$$FEG = \frac{P_{CIT}}{kVA \times F_{sobrec} \times EV_{vida}} \quad (2)$$

Onde:

- P_{CIT} [R\$]: é o valor inicial do preço de compra do transformador;
- kVA [kVA]: é o valor da potência máxima do transformador;
- F_{sobrec} [pu]: é o fator de sobrecarga equivalente para o transformador;
- EV_{vida} [anos]: é a expectativa de vida para o transformador no ambiente local da instalação e para uma dada condição de carregamento especificada.

O estudo elaborado por (BARTLEY, 2003) apresenta diversos dados estatísticos sobre os impactos financeiros causados devido à perda completa de transformadores com potência superior a 25 MVA, sendo utilizado um período de 5 anos de análise (1997 até 2001). Dentre os dados compilados na análise estão: o ano em que ocorreu a perda total, a potência do equipamento (em MVA), a idade do transformador no ano da falha, a aplicação (utilidade pública ou industrial), a causa da falha, o custo do dano material e o prejuízo financeiro devido à interrupção de fornecimento de energia elétrica. Os dados basearam-se em 94 casos e estão apresentados no Quadro 5, com as unidades monetárias expressas em dólares americanos (U\$).

Quadro 5 – Prejuízos financeiros dos anos avaliados

Ano	Número perdas	Prejuízo pelos Danos Materiais	Prejuízo devido à Interrupção	Prejuízo Total
1997	19	U\$ 25,036,673	U\$ 15,742,834	U\$ 40,779,507
1998	25	U\$ 24,897,114	U\$ 35,121	U\$ 24,932,235
1999	15	U\$ 36,994,202	U\$ 397,389	U\$ 37,391,591
2000	20	U\$ 56,858,084	U\$ 93,323,695	U\$ 150,181,779
2001	15	U\$ 19,453,016	U\$ 13,890,684	U\$ 33,343,700
Total	94	U\$ 163,239,089	U\$ 123,389,722	U\$ 286,628,811

Fonte: Adaptado de (BARTLEY, 2003)

O estudo concluiu que o custo médio, considerando somente os danos materiais, é de U\$9.000,00 por MVA (ou U\$9,00 por kVA). O maior número de reivindicações ocorreu no setor de Subestações Elétricas, porém a categoria com as mais altas somas pagas foi a de Transformadores de Geração (GSU) com um total superior a US\$200 milhões.

2.7 Tipos de ensaios

Os transformadores são testados durante e após o processo de fabricação para que haja uma razoável expectativa que tenham sido adequadamente projetados e construídos para fornecer a potência nominal enquanto suportam as condições adversas a que estão sujeitos. Os ensaios em fábrica, também referenciados como TAF (Teste de Aceitação de Fábrica), tem como principais finalidades a verificação do projeto, a averiguação do processo de fabricação, a obtenção de dados para comparação com as especificações e a caracterização do transformador visando o acompanhamento do seu estado.

2.7.1 Ensaios de rotina

Estes ensaios são destinados à comprovação da qualidade do processo de fabricação e materiais, são realizados durante as etapas de montagem e após a conclusão da construção. São ensaios individuais de série: realiza-se sobre todos os equipamentos, sendo os respectivos testes, métodos de ensaio e critérios de aceitação definidos nas normas aplicáveis.

Dentre os ensaios de rotina mais comuns em transformadores, podemos destacar:

1. Medição da resistência dos enrolamentos;
2. Medição de impedância de curto;
3. Medição das perdas a vazio e da corrente de excitação;
4. Verificação de polaridade;
5. Medição da relação de transformação;
6. Verificação da sequência de fases;
7. Ensaios no comutador;
8. Ensaios dielétricos (impulso atmosférico, manobra, tensão aplicada e induzida);
9. Ensaio de óleo isolante.

2.7.2 Ensaios de tipo

Estes ensaios são realizados em equipamentos “representantes” de uma determinada gama ou série de fabricação, com o objetivo de demonstrar que todos os equipamentos daquele tipo e características de fabricação obedecem às especificações que não podem ser controladas pelos ensaios de rotina. Este ensaio, em um contexto geral, pode ou não ser destrutivo. Porém, para os casos de transformadores de potência não é aplicável, haja vista o alto custo de fabricação de uma unidade.

Alguns exemplos de ensaios de tipo em transformadores são:

1. Elevação de temperatura;
2. Ensaio dielétricos;
3. Nível de ruído.

2.7.3 Ensaio especiais

Os ensaios especiais destinam-se a verificar as características e o comportamento dos equipamentos em condições específicas, devendo ser previamente acordados entre o adquirente e o fabricante, podendo, inclusive, serem destrutivos.

1. Medição de capacitâncias;
2. Impedância de sequência zero;
3. Determinação de ruído audível;
4. Medição do fator de potência do isolamento;
5. Vácuo interno;
6. Medição de descargas parciais;
7. Nível de tensão de rádio interferência;
8. Medição da resposta em frequência e da impedância terminal.

Este último ensaio mencionado acima é o objetivo de estudo deste trabalho e será aprofundado nos próximos capítulos a seguir.

2.8 Normas

Dentre as norma nacionais e internacionais que abrangem as especificações e os ensaios de transformadores de potência, destacam-se:

- NBR 5356 - Transformador de Potência - Generalidades;
- NBR 5380 - Ensaio em Transformadores de Potência;
- IEC 60076-11 - Power transformers - Part 11: Dry-type transformers;
- C57.12.90-2015 - IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers;

Já as normas internacionais exclusivas sobre o ensaio de análise de resposta em frequência (FRA):

- IEEE Standard C57.149-2012 : Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers;
- IEC 60076-18:2012 : Power transformers - Part 18: Measurement of frequency response;
- DL/T 911-2004 : Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers.

2.9 Resumo

O processo construtivo de um transformador exige bastante cuidado e tecnologia. Os ensaios em fábrica tornam-se fundamentais para comprovar e validar se o projeto foi devidamente executado. Os problemas construtivos, como por exemplo má fixação, podem causar deslocamentos do núcleo ou dos enrolamentos e, conseqüentemente, alterar o comportamento do equipamento por completo, podendo até mesmo colocar em risco o funcionamento do equipamento. A deformação ou o deslocamento de enrolamentos modifica o circuito elétrico equivalente do transformador, visto que capacitâncias e indutâncias são dependentes de geometrias e dimensões. O ensaio de resposta em frequência apresenta-se como uma alternativa para diagnosticar e detectar falhas internas nos transformadores de forma não intrusiva, ou seja, sem a necessidade de abertura do tanque nem retirada do equipamento da subestação. Os métodos e equipamentos utilizados durante os ensaios serão abordados no Capítulo 3 e as análises de curvas para efetuar um diagnóstico e identificar os tipos de falhas serão aprofundados no Capítulo 4.

3 Ensaios de Resposta em Frequência

Neste capítulo serão abordados e aprofundados sobre os métodos empregados para ensaios de resposta em frequência, bem como os motivos pelos quais levou-se o desenvolvimento de normas e o aperfeiçoamento deste ensaio especial aplicado mundialmente. Serão aqui declarados também os equipamentos e *softwares* utilizados durante os ensaios, além de uma análise comparativa entre as vantagens e as desvantagens dos métodos apresentados.

3.1 Introdução

No decorrer das últimas décadas, houve um aumento expressivo nos cuidados e na precaução contra falhas dos transformadores do sistema elétrico, visto que muitos destes operam próximos do fim de suas vidas úteis, pois as concessionárias tentam manter as antigas instalações em operação por tanto tempo quanto possível, de sorte a reduzir seus custos ao máximo possível. Não somente isto, os transformadores estão sujeitos a diversos fenômenos que possam causar danos em sua parte ativa e, conseqüentemente, colocar seu funcionamento em risco. Por estes motivos, várias normas e inúmeros ensaios em fábrica e em campo foram criados e desenvolvidos para aumentar a confiabilidade do sistema elétrico e reduzir as diversas conseqüências prejudiciais que a perda de um equipamento pode acarretar. Portanto, a verificação das condições de operação torna-se muito valiosa, seja para diagnosticar falhas no equipamento ou para avaliar a vida útil dele.

Os ensaios de Resposta em Frequência destinam-se a verificar as frequências naturais de oscilação dos enrolamentos, os quais podem conter deslocamentos ou deformações mecânicas, por exemplo. Considera-se esta técnica de diagnóstico como "*offline*", pois as medições são realizadas com o transformador desenergizado, e como não intrusiva, visto que não há necessidade de abertura do tanque para execução. No caso dos transformadores de potência localizados em subestações, pode-se destacar os seguintes efeitos negativos que podem acontecer em decorrência de alguma falha neles, seja parcial ou completa:

- Baixo rendimento;
- Interrupção do fornecimento de energia elétrica;
- Sobrecarga em outros transformadores do SEP na tentativa suprimir a demanda;
- Insatisfação dos consumidores;
- Desvalorização da empresa;
- Morte ou ferimentos de pessoas.

Após concluída a fabricação, os transformadores podem ser transportados para as subestações que serão instalados utilizando diferentes meios de transporte como: embarcações, trens ou caminhões. Em qualquer um destes meios de transporte, os transformadores estarão sujeitos a choques mecânicos ou trepidações, seja durante o deslocamento ou durante o carregamento de um veículo para outro. O transformador pode continuar operando de forma satisfatória mesmo que exista uma pequena deformação em um enrolamento, entretanto sua capacidade de suportar mais falhas mecânicas ou elétricas será reduzida gradativamente (ABU-SIADA *et al.*, 2013).

A Figura 10 apresenta o transporte de um transformador em um caminhão saindo de fábrica para ser instalado em uma subestação.

Figura 10 – Transporte de um transformador via caminhão



Fonte: (OMICRONENERGY, 2015)

Assim que instalados e operando, os transformadores estão também sujeitos aos choques mecânicos causados por terremotos ou por forças de curto-circuito durante uma falta no sistema ou no próprio equipamento. Todos estes eventos resultam em uma deformação ou movimentação dos componentes da parte ativa, o que resultará em uma alteração do seu desempenho pretendido e ampliando as chances de uma falha total do equipamento, podendo em alguns casos resultar em uma explosão do equipamento, como por exemplo o que está apresentado da Figura 11.

Figura 11 – Falha total de um transformador



Fonte: (BARTLEY, 2003)

Existem diversos fatores que causam falhas na parte ativa do transformador, dentre eles está a deterioração do sistema isolante, o qual é composto por materiais sólidos e líquidos. A vida útil de um transformador é avaliada a partir de seu componente mais susceptível de envelhecimento que é sua isolação sólida. Esta não pode ser substituída sem que se tenha que desmontar, completamente, o equipamento para troca completa de enrolamentos. Este procedimento possui um custo significativo e, por este motivo, considera-se que a vida útil é determinada pela vida útil de sua isolação sólida.

Portanto, as causas mais comuns de falhas elétricas ou mecânicas são:

- Sobretensões transitórias: descargas atmosféricas ou manobra;
- Curto-circuitos;
- Transporte inadequado;
- Fim de vida útil de alguma material condutor ou isolante;
- Terremotos.

Diferentes tipos de falhas terão revelações mais acentuadas em diferentes faixas de frequências, porém esta não é considerada uma regra geral. No Capítulo 4 será aprofundado sobre as diversas formas de comparação de curvas e de interpretação para diagnosticar a existência, o local e o tipo da falha. Vale destacar antecipadamente que nem sempre as "assinaturas" estão disponíveis, e por isto existem outras formas de comparação, como por exemplo comparar com outra fase do mesmo transformador ou com a curva de um outro transformador de mesmo projeto.

As principais falhas na parte ativa dos transformadores, cuja existência podem ser detectadas por meio do ensaio de resposta em frequência, são:

- Deformação axial ou radial de enrolamentos;
- Deslocamento entre enrolamentos AT e BT;
- Aterramento defeituoso;
- Deterioração dos materiais isolantes sólidos (papel ou papelão);
- Desgaste ou afrouxamento das prensagens e fixações da parte ativa;
- Laminação do núcleo curto-circuitada;
- Envelhecimento dos condutores;
- Falhas nos comutadores ou buchas.

O princípio de aplicação da Análise de Resposta em Frequência consiste, fundamentalmente, na comparação das medidas feitas nos enrolamentos do transformador antes do transporte, ainda em fábrica, e após o mesmo ser instalado na subestação ou ter sofrido algum evento que possa originar alguma falha interna. Os gráficos analisados e comparados consistem em um Diagrama de Bode com os dados obtidos experimentalmente pré e pós transporte. Ainda na fábrica, o fabricante realiza o ensaio para obter uma "assinatura" do equipamento, o que consiste basicamente em uma curva característica, cujo formato e comportamento dependerá das especificações de projeto do transformador. A assinatura, que também pode ser referenciada em algumas literaturas como "impressão digital" (*fingerprint*), deverá ser idêntica, teoricamente, com a curva obtida quando o equipamento for instalado na subestação. Caso o comportamento das curvas apresente alguma distinção significativa, existe a possibilidade de uma falha ter ocorrido na parte ativa do transformador.

As formas de obter a Resposta em Frequência disponíveis são:

1. Medição da Impedância Terminal com a frequência $Z(j\omega)$
2. Medição da Função de Transferência $H(j\omega)$
 - Método LVI (*Low Voltage Impulse*)
 - Método SFRA (*Sweep Frequency Response Analysis*)

As curvas podem ser expressas com a frequência elétrica (f) no eixo das abscissas em escala linear ou logarítmica, dependendo do método utilizado e da escolha do operador. Para expressar a função de transferência $H(j\omega)$ obtida por meio de dados experimentais, normalmente utiliza-se Diagramas de Bode. As equações do módulo e fase utilizadas para traçar as curvas do Diagrama de Bode, em escala logarítmica, estão apresentadas nas Equações 3 e 4, respectivamente. Sendo $\omega = 2\pi f$.

$$Mag(dB) = 20 \times \log_{10} \frac{V_{out}(j\omega)}{V_{in}(j\omega)} \quad (3)$$

$$Fase(j\omega) = \arctg\left(\frac{V_{out}(j\omega)}{V_{in}(j\omega)}\right) \quad (4)$$

A Equação 5 demonstra como obter a função de transferência de interesse para os métodos LVI e SFRA, relacionando a resposta em frequência da tensão de saída com a resposta da tensão de entrada.

$$H(j\omega) = \frac{V_{out}(j\omega)}{V_{in}(j\omega)} \quad (5)$$

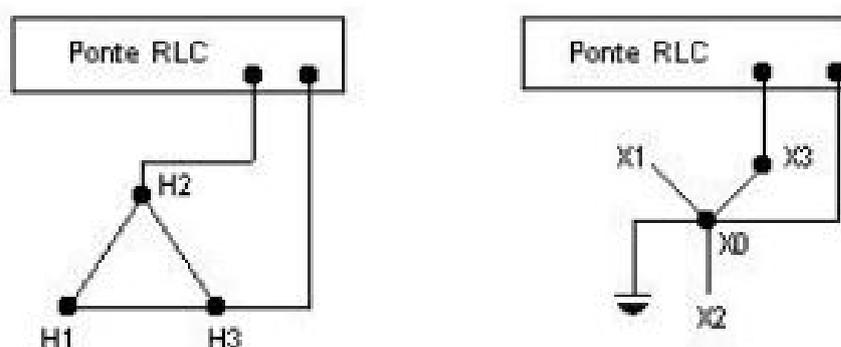
A princípio, os métodos LVI e SFRA devem ser capazes de produzir o mesmo resultado (CIGRÉ, 2008). Em uma contextualização sucinta, no método LVI aplica-se um impulso de tensão reduzido de baixa duração, enquanto no SFRA realiza-se uma varredura de uma larga faixa de frequências com um sinal de tensão sinusoidal. Em ambos casos, a intuito final é a obtenção de uma função de transferência característica $H(j\omega)$ do equipamento, relacionando dois sinais de tensão no domínio frequência. Os valores de tensão dependerão, evidentemente, dos parâmetros do circuito elétrico equivalente da parte ativa do transformador, vide Figura 7. Os valores dos parâmetros, por sua vez, sofrem alterações devido ao deslocamento ou modificação da geometria dos condutores, por exemplo.

3.2 Medição da Impedância Terminal

Esta técnica consiste na medição da impedância vista dos terminais do transformador de potência em diversas frequências, tipicamente entre 10Hz e 1MHz, por meio da utilização de uma ponte de medição de impedâncias com frequência variável. Os intervalos de frequência podem ser escolhidos manualmente ou automaticamente, o que dependerá do modelo da ponte de medição a ser utilizada.

A ponte RLC é conectada nos terminais externos referente ao enrolamento a ser analisado, enquanto os demais enrolamentos são mantidos em aberto. Mede-se a impedância, ao mesmo tempo em que se varia a frequência no intervalo de interesse, e obtém-se o valor do módulo e da fase para cada frequência do enrolamento em questão. O procedimento é reproduzido nos demais enrolamentos e o número de medidas a serem realizadas dependerão da quantidade de enrolamentos do transformador. No caso de um transformador trifásico com ligações delta-estrela (Δ -Y) deve-se realizar um total de seis medições de impedância terminal, ou seja, uma medição para cada enrolamento (MARTINS, 2007). A Figura 12 demonstra um circuito típico de medição de impedância terminal.

Figura 12 – Medição de impedância terminal em um transformador trifásico (Δ -Y)

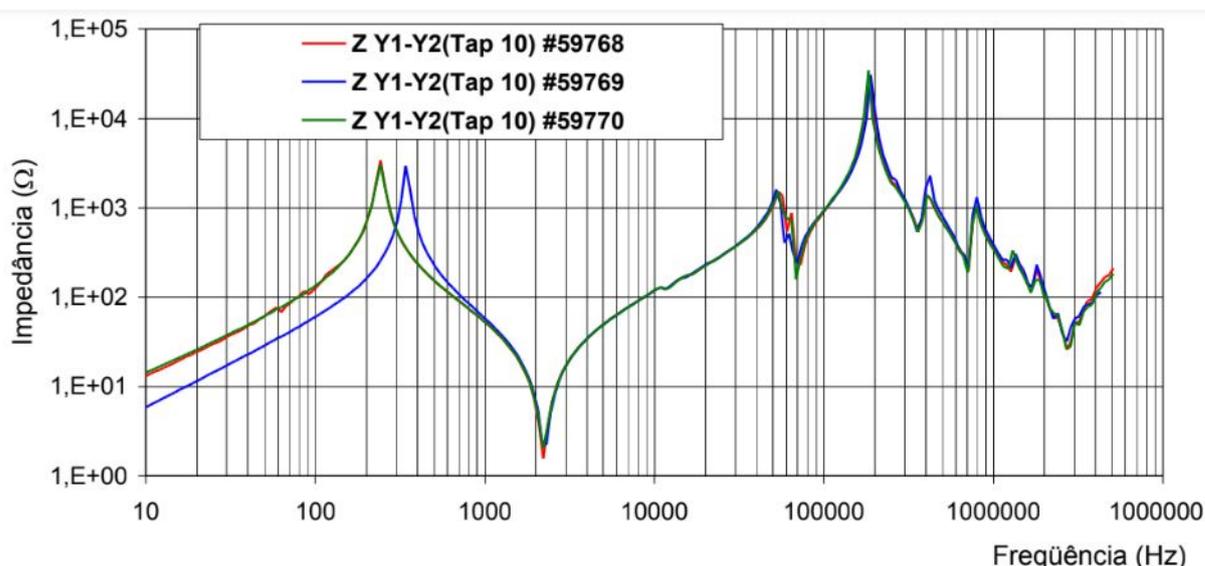


Fonte: (MARTINS, 2007)

Os terminais que não estão sendo medidos pela ponte RLC são mantidos, normalmente, em aberto. Caso os terminais sejam curto-circuitados, a curva apresentará um deslocamento para a direita nas baixas frequências até um pouco antes da primeira anti-ressonância, preservando o formato do resto da curva. Quando a medição é feita com os terminais dos enrolamentos não envolvidos em aberto, é medida praticamente a impedância de magnetização, enquanto com os outros terminais em curto, mede-se a impedância de dispersão (COUTINHO, 2008).

A Figura 13 apresenta medições típicas do módulo da impedância vista dos terminais do terciário de três transformadores trifásicos de mesma família. Onde um deles, representado pela curva azul, possui o enrolamento terciário com algumas espiras curto-circuitadas.

Figura 13 – Curva típica da medição do módulo da impedância terminal



Fonte: (MARTINS, 2007)

O operador deverá sempre indicar as condições em que deixou os enrolamentos que não foram medidos: se foram com os terminais em aberto ou curto-circuitados. Isto é essencial para garantir as comparações de futuros ensaios.

3.3 Método do Impulso de Tensão Reduzido

Este método, conhecido como *Low Voltage Impulse (LVI)*, consiste em uma medição indireta da resposta em frequência a partir da injeção de um impulso de tensão com tempo de subida e duração pré determinados e com uma amplitude relativamente baixa, se comparada com o valor de tensão nominal do transformador de potência. Este método pode também ser referenciado como *IFRA (Impulse Frequency Response Analysis)*.

Tipicamente, o impulso possui amplitude entre 200 e 300 V_{pico} com um tempo de subida menor que 200 ns e uma duração inferior que 20 μ s. Ele é aplicado em um terminal, com a resposta de entrada e de saída sendo registradas no domínio tempo. Em seguida, aplica-se uma FFT (*Fast Fourier Transform*) em ambos sinais para extrair os componentes discretos no domínio da frequência. (SWEETSER; MCGRAIL, 2003).

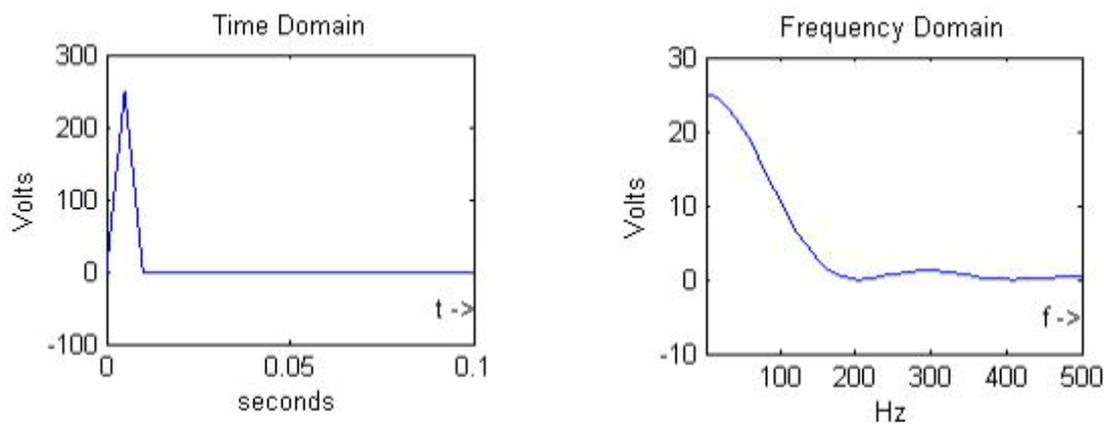
Para a execução deste método, são necessários os seguintes equipamentos (TENBOHLEN; RYDER, 2003):

1. Um gerador de funções;
2. Um osciloscópio digital;
3. Uma Bobina de Rogowski.

O gerador de função é responsável por injetar o impulso de tensão nos enrolamentos, o osciloscópio digital é utilizado para medir os sinais de tensão de entrada e de saída e a Bobina de Rogowski é utilizada para medir a corrente elétrica nos enrolamentos. Esta bobina possui uma formato toroidal e consiste em um enrolamento uniformemente distribuído em num núcleo de material não-magnético.

A Figura 14a demonstra um sinal típico de impulso de tensão reduzido no domínio tempo, enquanto a Figura 14b apresenta o mesmo sinal, porém transformado para o domínio frequência.

Figura 14 – Gráficos de Impulso de Tensão Reduzido



(a) Domínio Tempo (t)

(b) Domínio Frequência (f)

Fonte: (SWEETSER; MCGRAIL, 2003)

A energia do impulso diminui à medida que a frequência aumenta, vide Figura 14b. Portanto, haverá uma atenuação da função de transferência cada vez maior. Isso compromete as medidas e torna-se uma desvantagem, visto que a avaliação é baseada na repetibilidade dos resultados.

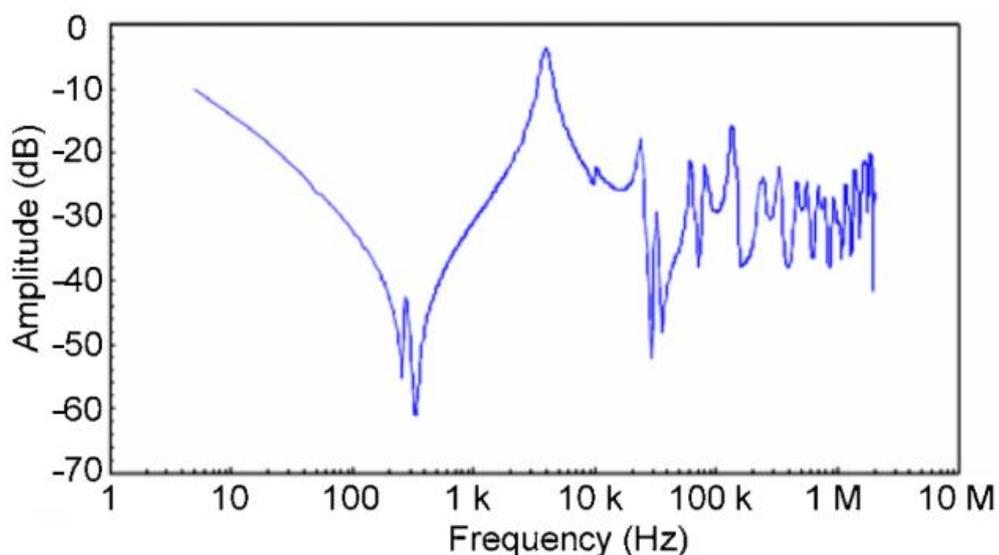
3.4 Método de Varredura de Frequências

Este é o método de ensaio de resposta em frequência mais conhecido, normatizado e aplicado no mundo, haja vista a facilidade de reprodução que possui devido às técnicas de conexões e dos *softwares* de fácil utilização implementados. Ele é referenciado internacionalmente como *Sweep Frequency Response Analysis* (SFRA), embora em diversos artigos e trabalhos acadêmicos seja mencionado apenas como FRA. Este método consiste na injeção de um sinal de tensão sinusoidal, cuja amplitude máxima é invariante e com a frequência elétrica (f) aumentando continuamente em um terminal de um enrolamento do transformador, enquanto o sinal de tensão de saída é medido em um outro ponto. A Equação 6 apresenta o sinal de tensão de entrada $V_{in}(j\omega)$ aplicado em um dos terminais dos enrolamentos por meio do método SFRA, sendo 'A' a amplitude do sinal e $\omega = 2\pi f$.

$$V_{in}(j\omega) = A \times \text{sen}(\omega t + \varphi) \quad (6)$$

A "varredura" das frequências é realizada, tipicamente, variando gradativamente de 10 Hz até 2 MHz. O valor da tensão aplicada é, normalmente, entre 1 e 10 V_{pico} . A escolha dos valores de tensão e da faixa de frequência ficam a critério do operador do ensaio e deverão sempre ser documentados para garantir uma alta reprodutibilidade de futuros ensaios sob as mesmas condições, mesmo que sejam com operadores diferentes. A Figura 15 apresenta uma curva de magnitude (em dB) com formato típico de um ensaio com o método SFRA, com o eixo da frequência elétrica na escala logarítmica.

Figura 15 – Curva típica de magnitude de um ensaio SFRA



Fonte: (CIGRÉ, 2008)

3.5 Vantagens e desvantagens dos métodos FRA

Torna-se oportuno avaliar as vantagens e desvantagens entre os métodos LVI e SFRA, de sorte a conhecer as circunstâncias em que cada método provê resultados mais coerentes e com menor interferência. Ambos são sensíveis às configurações do ensaio, particularmente devido a qualidade do aterramento. As curvas obtidas pelos dois métodos são semelhantes, mas revelam diferenças devido à configuração de medição e algoritmos de cálculo (TENBOHLEN; RYDER, 2003). Os Quadros 6 e 7 a seguir expõem as vantagens e as desvantagens entre os dois métodos.

Quadro 6 – Vantagens e Desvantagens do Método LVI

LVI (<i>Low Voltage Impulse</i>)	
Desvantagens	Vantagens
A resolução da frequência é fixa e em baixas frequências é pequena. Isto faz com que seja difícil detectar falhas elétricas.	Várias funções de transferência podem ser medidas simultaneamente
É difícil filtrar ruídos de bandas largas.	O tempo gasto para fazer cada medição é tipicamente cerca de um minuto.
A quantidade de energia injetada no objeto de teste é diferente em frequências distintas. Isto leva a diferenças de precisão em toda as faixas de frequência.	-
Vários equipamentos de medição são necessários (gerador de funções, osciloscópio digital e Bobina de Rogowski).	-

Fonte: (TENBOHLEN; RYDER, 2003)

Quadro 7 – Vantagens e Desvantagens do Método SFRA

SFRA (<i>Sweep Frequency Response Analysis</i>)	
Desvantagens	Vantagens
Apenas uma medição pode ser feita de cada vez. A determinação simultânea de mais de uma função de transferência não é possível.	Alta relação sinal-ruído. Isso vem do uso da função de filtragem do analisador de rede para remover o ruído de banda larga.
O tempo necessário para fazer cada medição é tipicamente alguns minutos.	Uma ampla gama de frequências pode ser escaneada.
-	É possível usar uma resolução de frequências menor para as baixas frequências. A resolução de frequência pode ser adaptada conforme a banda de frequência sendo medida.
-	Apenas um equipamento de medição é necessário (<i>FRAnalyser</i>).

Fonte: (TENBOHLEN; RYDER, 2003)

Diante das informações apresentadas nos Quadros 6 e 7, é possível compreender a justificativa pela qual o método SFRA é o mais aplicado e indicado. O método LVI (ou IFRA) necessita de mais equipamentos de medição e é mais propenso a ruídos e interferências, por isto normalmente não é utilizado. O método SFRA consiste na utilização de apenas um equipamento, o *FRAnalyser*, o qual será investigado na próxima seção. De forma sucinta, este é um Analisador de resposta de frequência, cuja operação está associada com um *software*, o qual permite o controle de diversos parâmetros do ensaio, além de proporcionar, de forma rápida, as comparações gráficas das curvas obtidas para se realizar o diagnóstico.

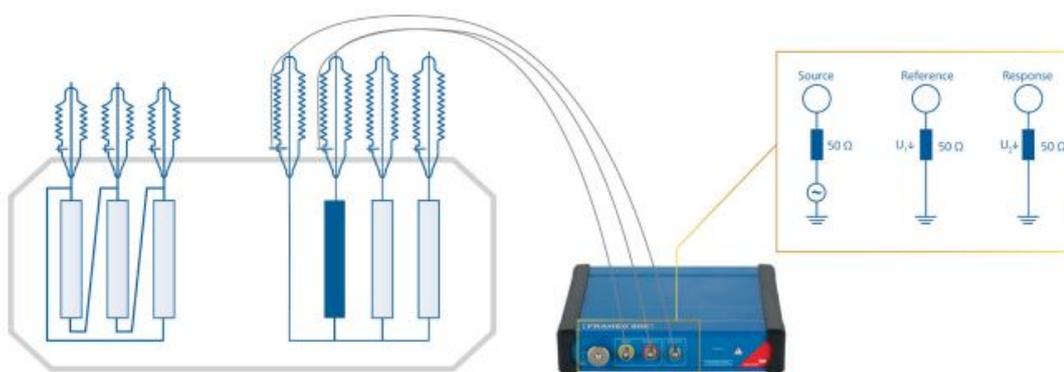
Tendo em vista que o método SFRA é o mais vantajoso e o mais aplicado devido a sua confiabilidade e facilidade de reprodução, este será o método abordado e mencionado a partir dos próximos capítulos.

3.6 FRAnalyser

Um analisador de resposta de frequência (*FRAnalyser*) é um instrumento de medição de alta precisão utilizado para analisar componentes, circuitos e sistemas no domínio da frequência. O *FRAnalyser* gera um sinal senoidal e o injeta em um componente, circuito ou sistema sob teste. Este sinal é medido no ponto de injeção usando um dos canais de entrada, geralmente o canal 1. O sinal de injeção flui através do dispositivo sob teste e o mesmo sinal é medido simultaneamente pelo analisador de resposta de frequência em um segundo ponto de referência, normalmente a saída do sistema, usando o canal 2. O uso de sinais sinusoidais permite que o comportamento do domínio da frequência (a resposta de frequência) de um sistema seja determinado. Este é o equipamento-chave para diagnosticar deformações ou deslocamentos de enrolamentos em transformadores por meio de análise de resposta em frequência.

A Figura 16 ilustra as conexões de um *FRAnalyser* com um transformador.

Figura 16 – Exemplo de conexão de um *FRAnalyser* em um transformador



Dentre as vantagens da utilização deste equipamento estão o fácil manuseio devido ao pequeno tamanho e leveza, além das interfaces amigáveis de *softwares* para aquisição e comparação de curvas. Um dos modelos de *FRAnalyser* disponíveis no mercado é o FRANEO 800, fabricado pela OMICRON®. Este é capaz de realizar a "varredura" das frequências a partir de 1 Hz até 30 MHz e possui uma impedância de saída de $50 \Omega \pm 2\%$. Está associado ao *software Primary Test Manager (PTM)* para aquisição de dados e para controle de parâmetros do ensaio. A Figura 17a apresenta a maleta de transporte, a qual contém o FRANEO 800, seus acessórios para conexões e uma bateria para alimentação. Já o modelo Doble M5400, apresentado na Figura 17b, é capaz de realizar uma varredura entre 10 Hz até 25 MHz, utiliza um *software* exclusivo da Doble e possui um intervalo de calibração de 3 anos, segundo o fabricante. A maleta facilita a execução dos ensaios em campo, visto que é de fácil transporte e não necessita de alimentação externa.

Figura 17 – Maleta de transporte do *FRAnalyser*



(a) FRANEO 800

(b) Doble M5400

Fonte: (OMICRONENERGY, 2019) e (DOBLE, 2019)

A Figura 18 apresenta a célula de verificação de performance M5150 da Doble® utilizada para confirmar a precisão dos cabos e do *FRAnalyser* Doble M5400. Pode ser usado tanto em campo quanto em fábrica.

Figura 18 – Célula de verificação de performance - Doble M5150



(a)

(b)

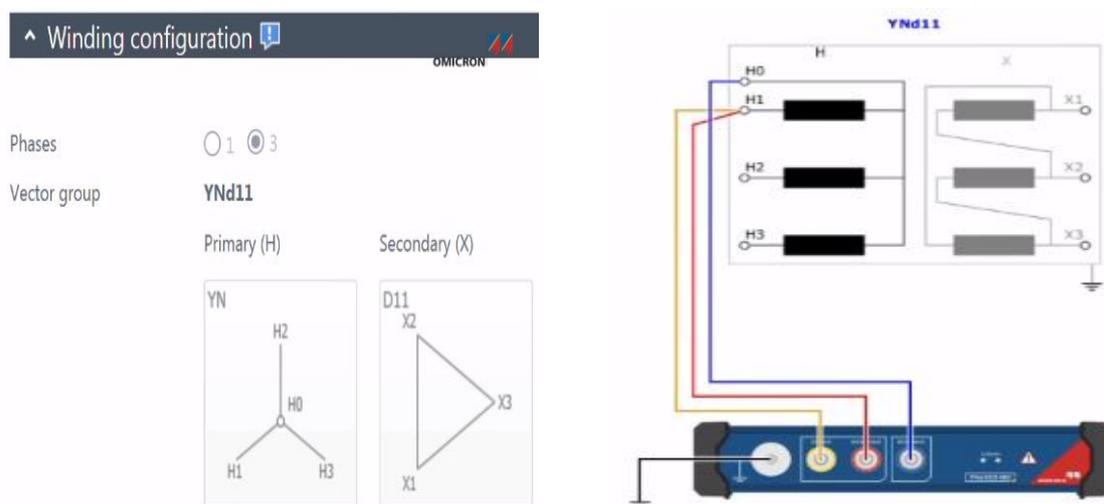
Fonte: (DOBLE, 2019)

3.7 Software para aquisição de dados

O FRANEQ 800 executa as medições juntamente com o *software* Primary Test Manager™ (PTM), cujo uso não é exclusivo para ensaios em transformadores de potência e nem para o FRAnalyser. Pode também ser utilizado com outros equipamentos da OMICRON® para testes para diagnosticar disjuntores, transformadores de instrumento, máquinas rotativas, sistemas de aterramento, além de equipamentos como buchas e comutadores sob carga.

Para realizar o ensaio SFRA adequadamente, o PTM orienta o usuário através do detalhamento do diagrama de conexões de acordo o grupo vetorial do equipamento, conforme exemplificado na Figura 19. Além disso, é capaz de elaborar relatórios técnicos, realizar *back-up* individual e sincronização de dados.

Figura 19 – Ferramenta do PTM para auxílio de conexões



(a) Definição de grupo vetorial

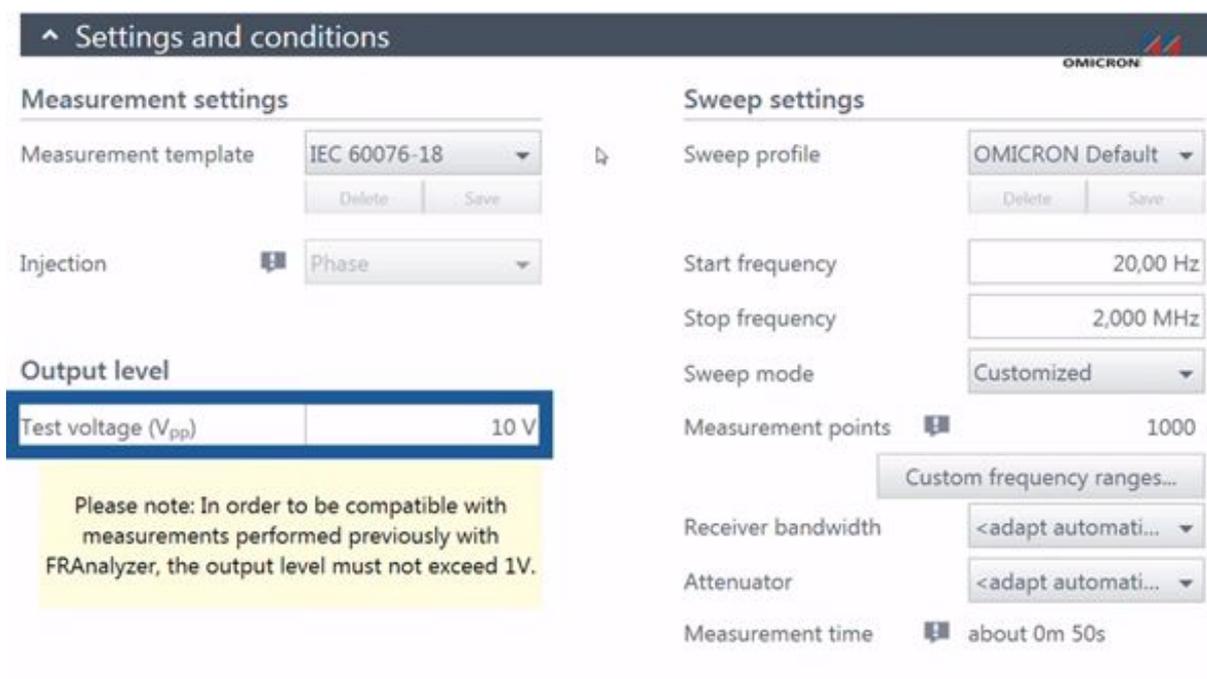
(b) Diagrama de Conexão

Fonte: (OMICRONENERGY, 2015)

Conforme ilustrado na Figura 20, o PTM permite uma customização completa do ensaio SFRA a partir da variação de diversos parâmetros, tais como:

- Faixa de varredura de frequências;
- Nível de tensão aplicável;
- Tipo de escala gráfica (logarítmica ou linear);
- Norma de referência;
- Número de pontos de aquisição.

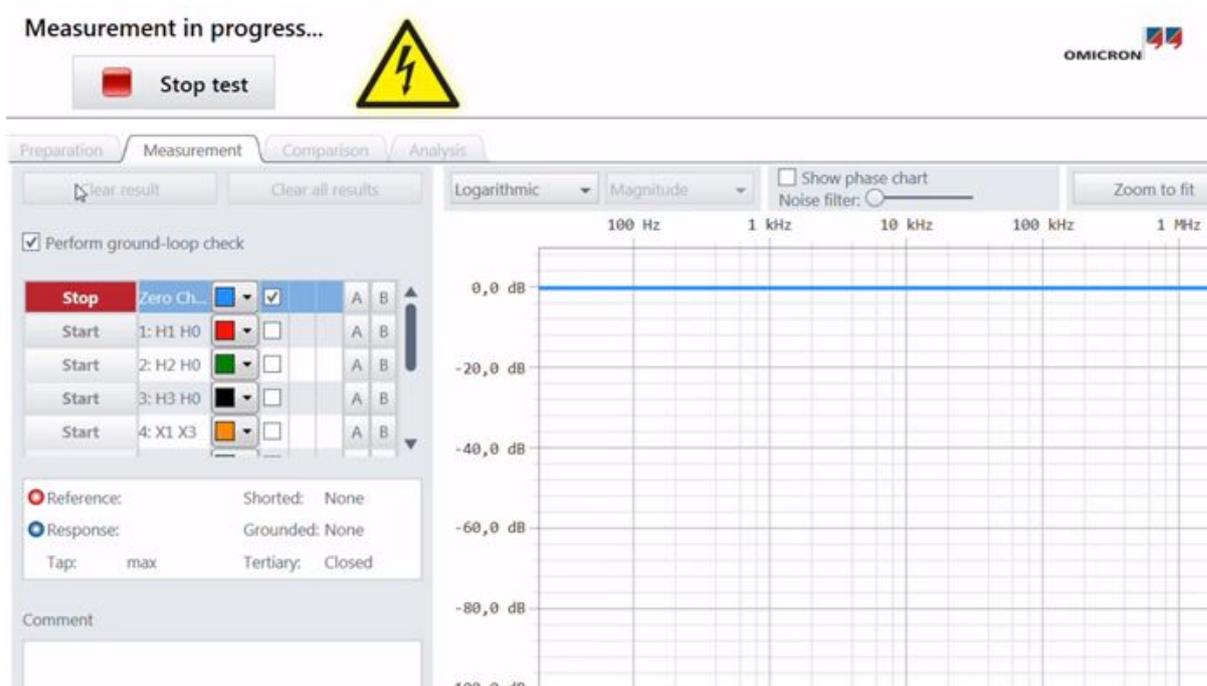
Figura 20 – Customização dos parâmetros do ensaio



Fonte: (OMICRONENERGY, 2015)

Inicialmente, realiza-se um teste de verificação do aterramento, também conhecido como "Zero Check", conforme apresentado na Figura 21. Neste caso, deverá ser apresentado 0 dB para todas faixas de frequências.

Figura 21 – Interface gráfica durante o teste dos cabos de conexão ("Zero Check")



Fonte: (OMICRONENERGY, 2015)

O operador pode elaborar a sequência, as variações e as configurações de testes conforme desejado. A Figura 22 exemplifica um caso onde realiza-se primeiro o "Zero Check" e em seguida os testes no enrolamentos de alta tensão (H1, H2, H3, H0) e nos de baixa tensão (X1, X2, X3), com a indicação de quais terminais estão curto-circuitados ou em aberto. Por fim, é indicado o tempo de duração realizado para cada teste, o que dependerá do número de pontos de medida e da largura da faixa de frequência selecionada.

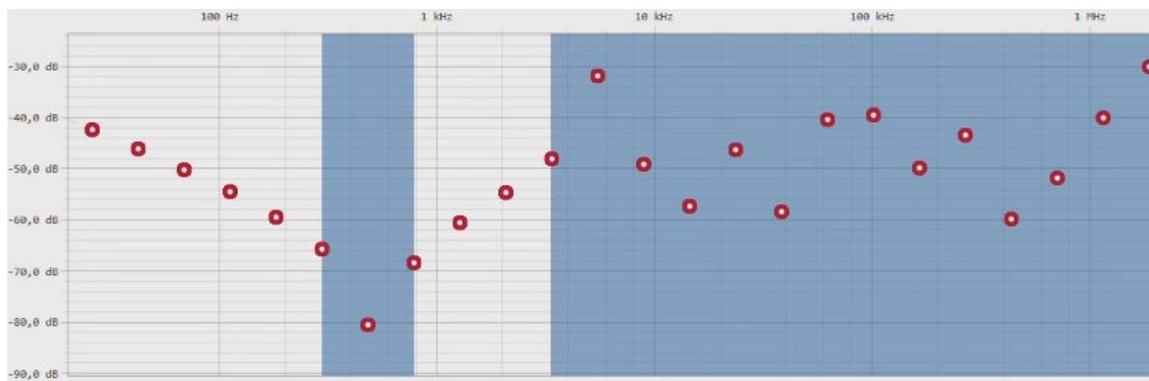
Figura 22 – Sequência de testes com as especificações

Name	Tap position	Ref.	Resp.	Shorted	Grounded	Time
Zero Check						
1: H1 H0	max	H1	H0	None	None	
2: H2 H0	max	H2	H0	None	None	
3: H3 H0	max	H3	H0	None	None	
4: X1 X3	max	X1	X3	None	None	
5: X2 X1	max	X2	X1	None	None	
6: X3 X2	max	X3	X2	None	None	
7: H1 H0	max	H1	H0	X1-X2-X3	None	
8: H2 H0	max	H2	H0	X1-X2-X3	None	
9: H3 H0	max	H3	H0	X1-X2-X3	None	

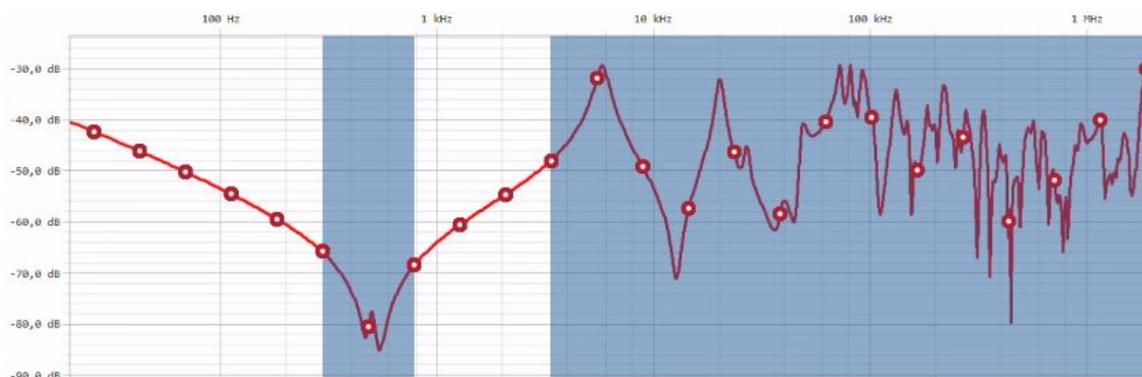
Fonte: (OMICRONENERGY, 2015)

Para agilizar o processo, no começo o PTM traça rapidamente uma prévia da curva para avaliar as regiões em que há mais variações e que precisam adquirir mais pontos, conforme a Figura 23. Posteriormente, recomeça automaticamente o teste e obtém-se uma curva mais fidedigna, vide Figura 24.

Figura 23 – Curva pré-traçada pelo software PTM



Fonte: (OMICRONENERGY, 2015)

Figura 24 – Curva traçada pelo *software* PTM

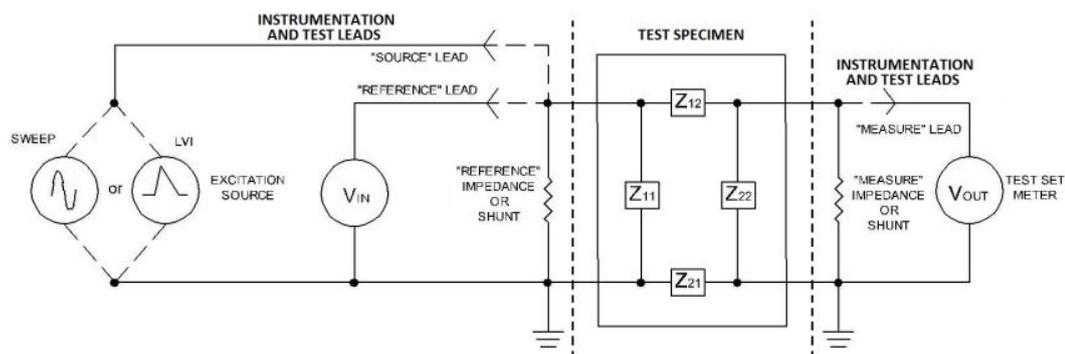
Fonte: (OMICRONENERGY, 2015)

Por fim, os dados podem ser importados ou exportados nos formatos *.csv* ou *.xml*. Assim, permite-se o compartilhamento e armazenamento de dados de forma mais fácil.

3.8 Resumo

Em resumo, o ensaio de resposta em frequência é empregado para avaliar as condições mecânicas e elétricas da parte ativa do transformador. O diagrama de conexões dos equipamentos de medição envolvidos nos métodos, o LVI e o SFRA, com o equipamento de teste, que neste caso é o transformador de potência, está apresentado na Figura 25.

Figura 25 – Diagrama de conexões de um Ensaio de Resposta em Frequência



Fonte: (IEEE, 2013)

O método *Sweep Frequency Response Analysis* (SFRA) é mais aplicado devido à fácil reprodução proporcionada pela utilização de apenas um equipamento, o *FRAnalyser*. Os tipos de medições, as recomendações de normas para se realizar as conexões de forma apropriada deste método serão descritos na Seção 5.2. Já os fatores que podem influenciar e prejudicar a execução dos ensaios, causando interferências nas medidas, estão descritos pormenorizadamente e elucidados graficamente na Seção 5.3. As técnicas de mitigação desses fatores serão caracterizados na Seção 5.5

4 Interpretações e Elaboração de Diagnóstico

Neste capítulo será discorrido sobre as interpretações que podem ser fundamentadas a partir de curvas adquiridas em ensaios utilizando o método SFRA (*Sweep Frequency Response Analysis*) e as conclusões que podem ser estabelecidas para elaborar o diagnóstico de uma possível falha no transformador.

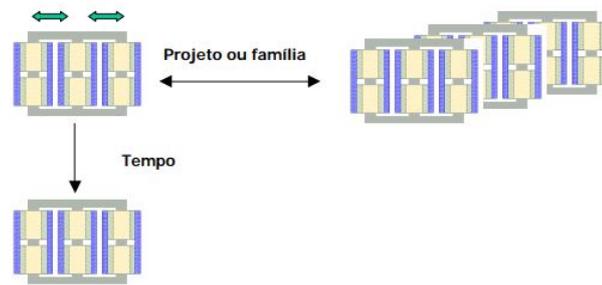
4.1 Metodologias de Comparação

As avaliações são feitas, a princípio, pela comparação da "assinatura" obtida em fábrica com a curva obtida no estado presente do transformador. Entretanto, a assinatura nem sempre está disponível para os operadores em campo, pois muitas nunca foram registradas ou não estão acessíveis no momento. A realização do ensaio FRA no transformador ainda em fábrica não é obrigatória e trata-se de um ensaio especial, conforme citado previamente na Subseção 2.7.3. Portanto, a escolha da obtenção da assinatura, que também pode ser referenciada como "impressão digital" (*fingerprint*), é opcional e solicitada pelo adquirente do equipamento.

Idealmente, a comparação deve ser realizada com a curva gerada no terminal do mesmo enrolamento do mesmo transformador. Tendo em vista que este procedimento nem sempre é viável, idealizaram-se outros formatos comparativos. Em princípio, as seguintes metodologias são comumente usadas para gerar um dado de referência para comparação via método SFRA:

1. Baseado no tempo: as curvas dos resultados dos ensaios SFRA são comparados com os resultados realizados anteriormente na mesma unidade;
2. Baseado na construção: as curvas das medições SFRA de um transformador são comparadas as curvas de um outro transformador do mesmo projeto;
3. Baseado na fase: as curvas de uma fase serão comparados com curvas das outras fases do mesmo transformador;
4. Baseado em modelagem: as curvas reais dos ensaios são comparados com as curvas obtidas a partir de modelos matemáticos ou computacionais.

Figura 26 – Formas de comparação

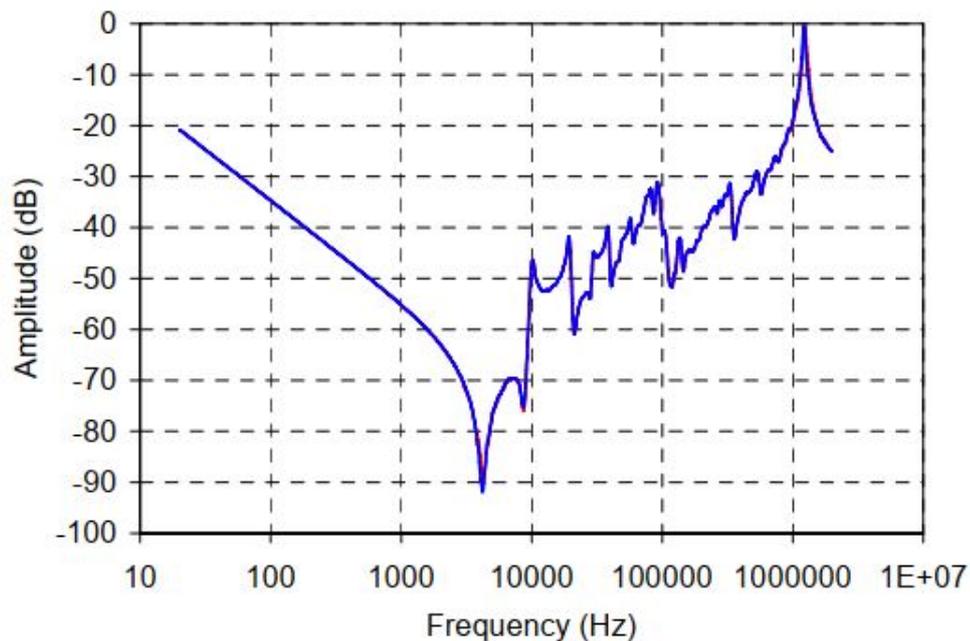


Fonte: (MARTINS, 2007)

4.1.1 Comparação baseada no tempo

Este é o tipo mais conhecido e recomendável. Neste formato, comparam-se medições realizadas nos mesmos terminais do mesmo equipamento, porém em períodos distintos. A Figura 27 apresenta uma comparação do estado presente com a assinatura, obtida 3 meses antes, de um reator *shunt* monofásico de 110 Mvar ($735/\sqrt{3}$ kV).

Figura 27 – Comparação com a "assinatura"



Fonte: (CIGRÉ, 2008)

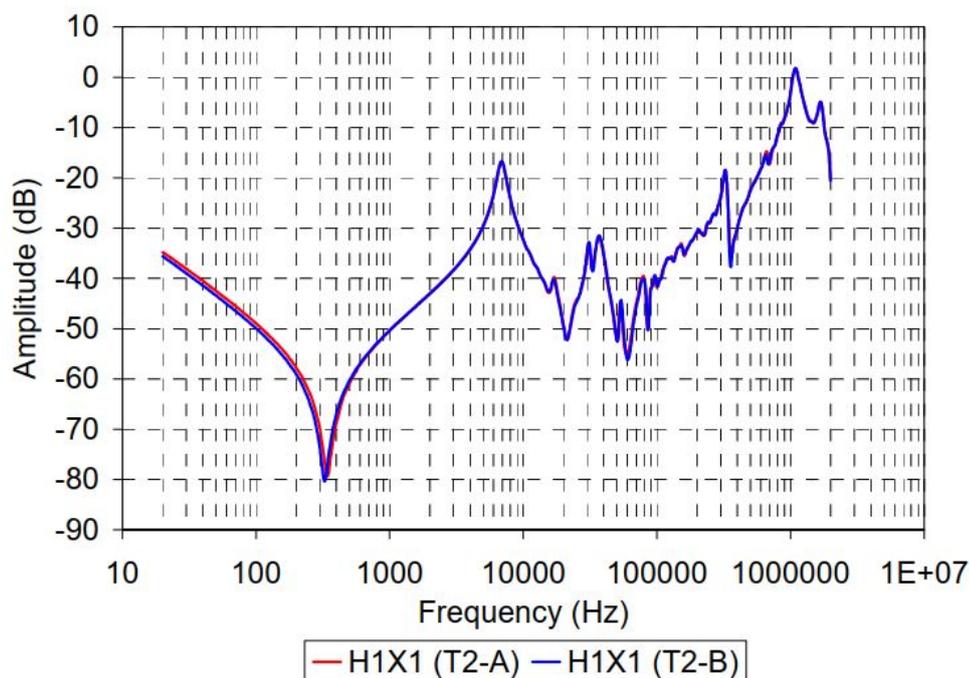
Ambas curvas ficaram sobrepostas e não apresentaram distinção de comportamento em nenhuma faixa de frequência. Neste caso, a preservação do comportamento da resposta em frequência indica que não há falhas internas e que não há necessidade de reparo no reator em questão.

4.1.2 Comparação entre unidades similares

Este tipo de comparação é realizada com base em "transformadores gêmeos", os quais são unidades distintas fabricadas sob o mesmo projeto. As pequenas diferenças entre as suas assinaturas são normalmente causadas devido às tolerâncias de fabricação e da influência da magnetização do núcleo (CIGRÉ, 2008).

A Figura 28 ilustra uma comparação entre as curvas obtidas de duas unidades de autotransformadores monofásicos de 370 MVA, fabricados sob o mesmo projeto.

Figura 28 – Comparação de curva FRA de transformadores de mesmo projeto



Fonte: (CIGRÉ, 2008)

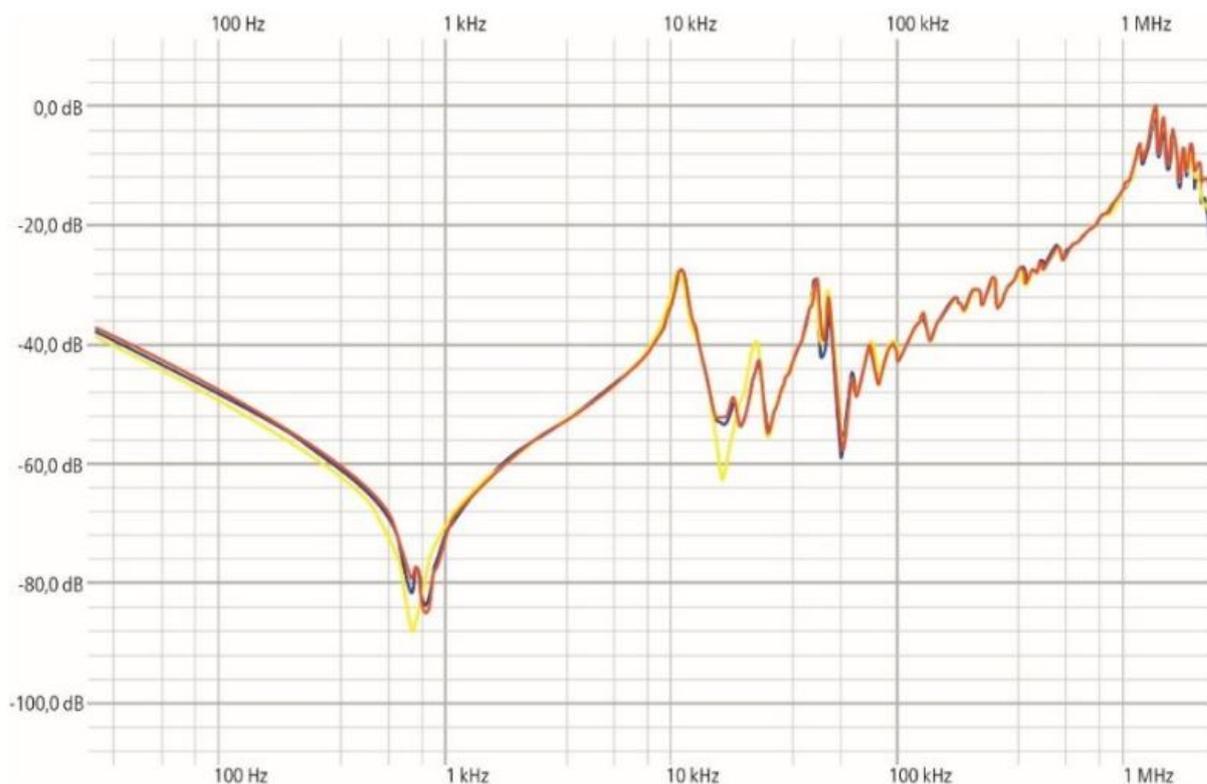
A tendência neste procedimento é que o comportamento das curvas sejam idênticos em todas faixas de frequências, com pequenas diferenças mais acentuadas nas baixas frequências devido à influência do núcleo.

4.1.3 Comparação entre fases

Este é o procedimento mais complicado e subjetivo de realizar, pois os transformadores trifásicos não são perfeitamente simétricos. Normalmente, as curvas das duas fases externas se comportam de forma semelhante, ao passo que a fase central exibe um desvio mais acentuado quando comparado com elas. Os desvios são mais recorrentes em baixas frequências, as quais sofrem influências do núcleo devido aos diferentes caminhos dos fluxos magnéticos.

A Figura 29 ilustra a comparação entre as curvas das três fases de um mesmo transformador trifásico de 200 MVA, sendo a fase central representada pela curva amarela.

Figura 29 – Comparação das 3 fases do mesmo transformador



Fonte: (RÄDLER; UHRIG, 2018)

Os defeitos mecânicos nos enrolamentos geram deslocamentos ou deformações assimétricas. Portanto, este formato de comparação pode ser mais oportuno para avaliar as condições mecânicas dos enrolamentos.

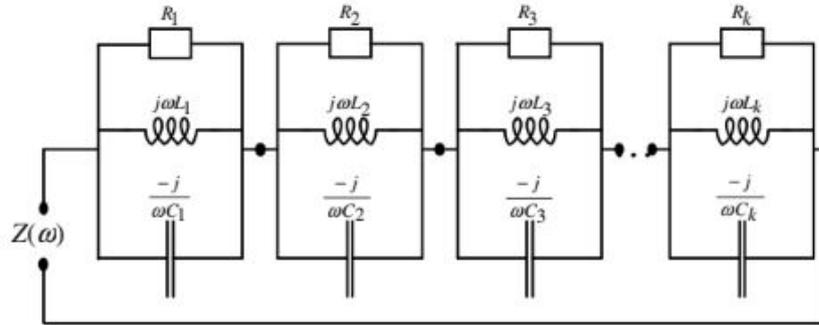
4.1.4 Comparação via Modelagem

4.1.4.1 Modelagem Matemática

Um outro formato comparativo é via modelagem matemática por meio de modelo elétrico de impedância, na qual propõe-se simular os defeitos internos que ocorrem nos transformadores através de uma rede de células RLC. O desenvolvimento deste modelo visa simular, de forma rápida e confiável, uma resposta relacionada ao comportamento da impedância $Z(j\omega)$ do transformador para diversas faixas de frequência. Os parâmetros do modelo matemático são determinados a partir de dados das curvas de um ensaio real.

O modelo abordado por GUIMARÃES (2010) a respeito da associação em série de células RLC paralelo está representado na Figura 30.

Figura 30 – Modelo de células RLC paralelo



Fonte: (GUIMARÃES, 2010)

A implementação consiste em configurar os três elementos de cada célula, sendo eles: o resistor R_k , o capacitor C_k e o indutor L_k , onde k se refere ao número da célula, cuja impedância pode ser representada pela Equação 7.

$$Z(\omega) = \frac{1}{\frac{1}{R} + j\omega C + \frac{1}{j\omega L}} \quad (7)$$

A determinação dos parâmetros de cada célula do modelo segue os seguintes procedimentos (GUIMARÃES, 2010):

1. Com os dados obtidos do ensaio, na forma de dados tabelados, é executada uma varredura em toda a faixa de frequência disponível, a fim de identificar os picos presentes aos quais serão associados cada célula.
2. Identificados os picos, são armazenados os correspondentes valores de impedância e de frequência. Estes valores correspondem à resistência elétrica R_k , de cada célula k , e a respectiva frequência de ressonância ω_{0k} .

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (8)$$

3. Para cada célula k , é executada uma varredura dos pontos à esquerda e à direita da respectiva frequência de ressonância, com o intuito de identificar as frequências nas quais se obtém os valores mais próximos de $0,707 \cdot R_k$, conforme Equações 9 e 10.

$$|Z(\omega_{LO})|_{\omega_{LO} < \omega_0} = \frac{|Z(\omega_0)|}{\sqrt{2}} \cong 0,707 \times R \quad (9)$$

$$|Z(\omega_{HI})|_{\omega_{HI} > \omega_0} = \frac{|Z(\omega_0)|}{\sqrt{2}} \cong 0,707 \times R \quad (10)$$

As frequências onde se verificam estas ocorrências correspondem, respectivamente as frequências de meia potência, ω_{LOk} e ω_{HIk} . É possível empregar método de interpolação, caso necessário.

4. Determinadas as frequências de meia potência para cada célula k , calcula-se a largura de banda correspondente B_k .

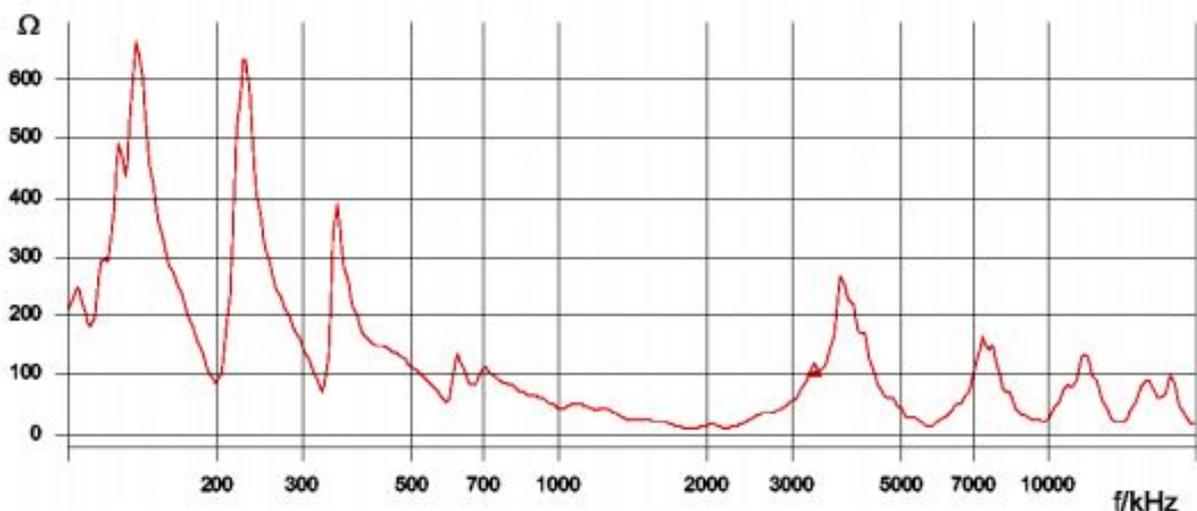
$$B = \omega_{HI} - \omega_{LO} = \frac{1}{RC} \quad (11)$$

5. De posse do valor de R_k e de B_k , pode-se determinar a capacitância C_k , associada à célula k .
6. Por fim, determina-se a indutância L_k , associada à célula k .

O modelo se baseia no fato de que o transformador possui duas partes principais, sob o ponto de vista das medições: o núcleo e os enrolamentos. Na resposta em frequência, os efeitos do núcleo são observados em frequências muito baixas. Os efeitos sobre os enrolamentos podem ser desprezados nessas frequências, e prevalecem somente em frequência mais altas.

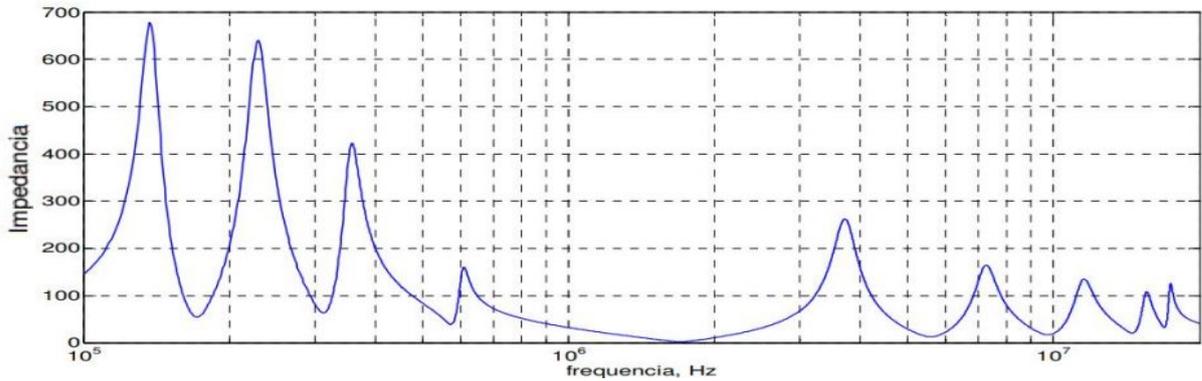
O estudo realizado por GUIMARÃES (2010) apresenta a curva do módulo da resposta em frequência da impedância de um ensaio real, conforme a Figura 31. A partir desta curva real, determinou-se os parâmetros das células RLC com os procedimentos listados anteriormente e obteve-se a curva apresentada na Figura 32.

Figura 31 – Curva do módulo da impedância x frequência de um ensaio real



Fonte: (GUIMARÃES, 2010)

Figura 32 – Curva do módulo da impedância x frequência das células RLC



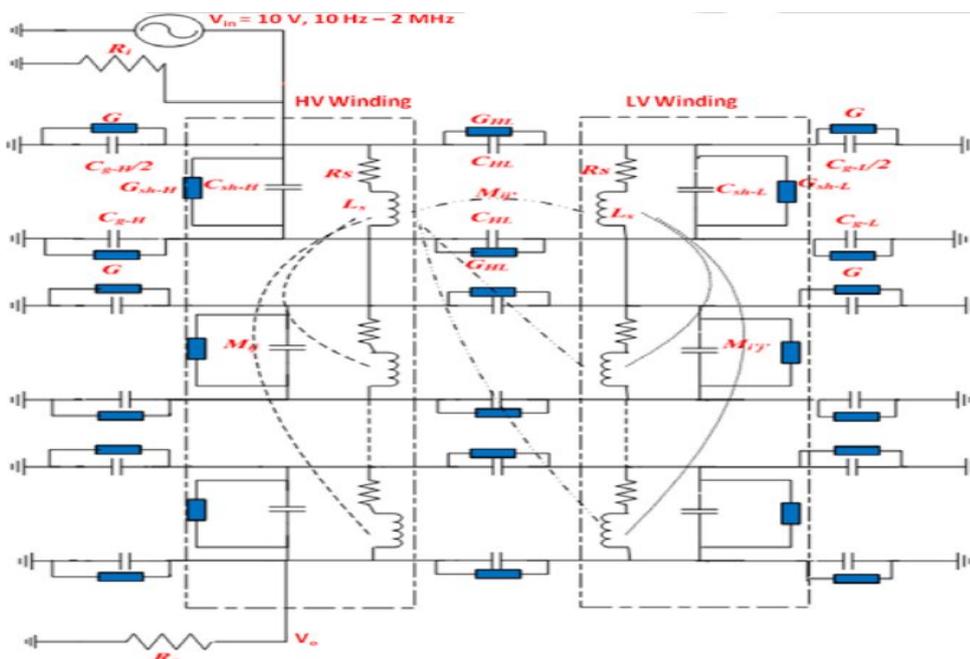
Fonte: (GUIMARÃES, 2010)

4.1.4.2 Modelagem Computacional

A modelagem computacional visa implementar o circuito elétrico equivalente do transformador em um *software* de simulação e a partir da variação dos valores dos parâmetros elétricos (R, L e C), avalia-se a alteração do comportamento das curvas e estimam-se as prováveis falhas relacionadas aos parâmetros elétricos modificados.

O modelo proposto e abordado por (ABU-SIADA *et al.*, 2013) apresenta uma simulação baseada em um transformador de dois enrolamentos com 10 discos cada, conforme a Figura 33. Nesta simulação, aplicou-se um sinal de entrada (V_{in}) sinusoidal de 10 V com a frequência variando de 10 Hz até 2 MHz em um terminal, com a resposta de saída (V_o) sendo medida em outro terminal do enrolamento.

Figura 33 – Modelo de um transformador de 10 discos para simulação



Fonte: (ABU-SIADA *et al.*, 2013)

Os cabos coaxiais das medições foram simulados utilizando resistores de 50Ω (R_i e R_o). Cada disco é compreendido por uma resistência séria (R_s), uma indutância série (L_s), uma capacitância *shunt* (C_{sh}) e por uma condutância (G_{sh}). Entre os enrolamentos em si, simula-se a existência de uma capacitância (C_{HL}) e uma condutância (G_{HL}) associadas, bem como uma indutância mútua (M_{ij}). Os isolamentos dielétricos devido ao óleo entre o enrolamento LV com o núcleo e do enrolamento HV com o tanque também são considerados, através de capacitâncias (C_g) e condutâncias (G). O Quadro 8 apresenta os valores de referência utilizados para estes parâmetros na simulação computacional proposta por (ABU-SIADA *et al.*, 2013).

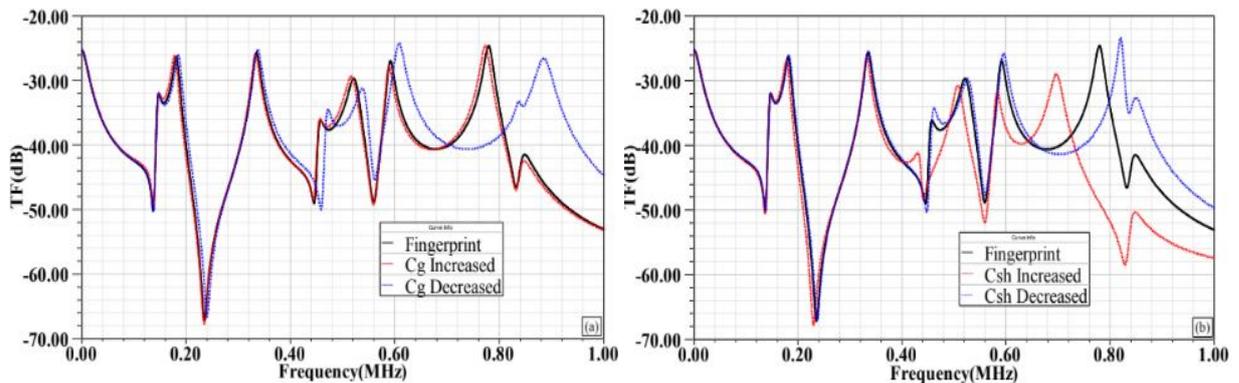
Quadro 8 – Valor dos componentes da simulação computacional da Figura 33

	R_s	L_s	C_{sh}	C_g	C_{HL}	G^{-1}
HV	1,2 Ω	180 μH	0,013 nF	3 nF	5 nF	7 M Ω
LV	0,5 Ω	65 μH	0,026 nF	6 nF	5 nF	7 M Ω

Fonte: (ABU-SIADA *et al.*, 2013)

As Figuras 34a e 34b apresentam as simulações realizadas para avaliar o efeito causado pela a variação de $\pm 10\%$ nas capacitâncias C_g e C_{sh} do enrolamento HV, respectivamente, em relação com a "assinatura" (*fingerprint*). As curvas pretas representam a "assinatura" do modelo simulado, enquanto as curvas vermelhas caracterizam o caso das capacitâncias com valores 10% superior e as curvas azuis com valores 10% inferior.

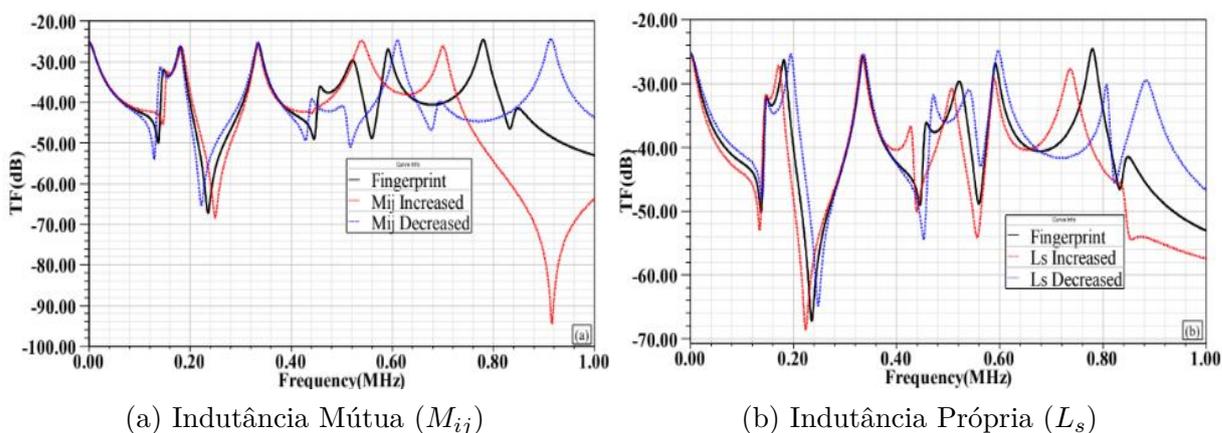
Figura 34 – Simulação da variação de $\pm 10\%$ das capacitâncias C_g e C_{sh}



(a) Capacitância entre enrolamento-núcleo (C_g) (b) Capacitância entre espiras (C_{sh})

Fonte: (ABU-SIADA *et al.*, 2013)

As Figuras 35a e 35b apresentam as simulações realizadas para avaliar o efeito causado pela a variação de $\pm 10\%$ nas indutâncias mútuas (M_{ij}) e próprias (L_s) do enrolamento HV, respectivamente, em relação com a "assinatura".

Figura 35 – Simulação da variação de $\pm 10\%$ das indutâncias M_{ij} e L_s 

Fonte: (ABU-SIADA *et al.*, 2013)

A simulações computacionais permitem estudar sobre a alteração de comportamento das curvas conforme se modifica os valores dos parâmetros elétricos. Cada tipo de falha está associada a alguns parâmetros em específico, como por exemplo a deformação axial de enrolamentos que provoca alteração na capacitância entre espiras (C_{sh}) e na indutância mútua (M_{ij}).

O estudo via modelagem computacional pode se aprofundar ainda mais com a utilização de modelagens 3D de elementos finitos do transformador.

4.2 Tipos de falhas

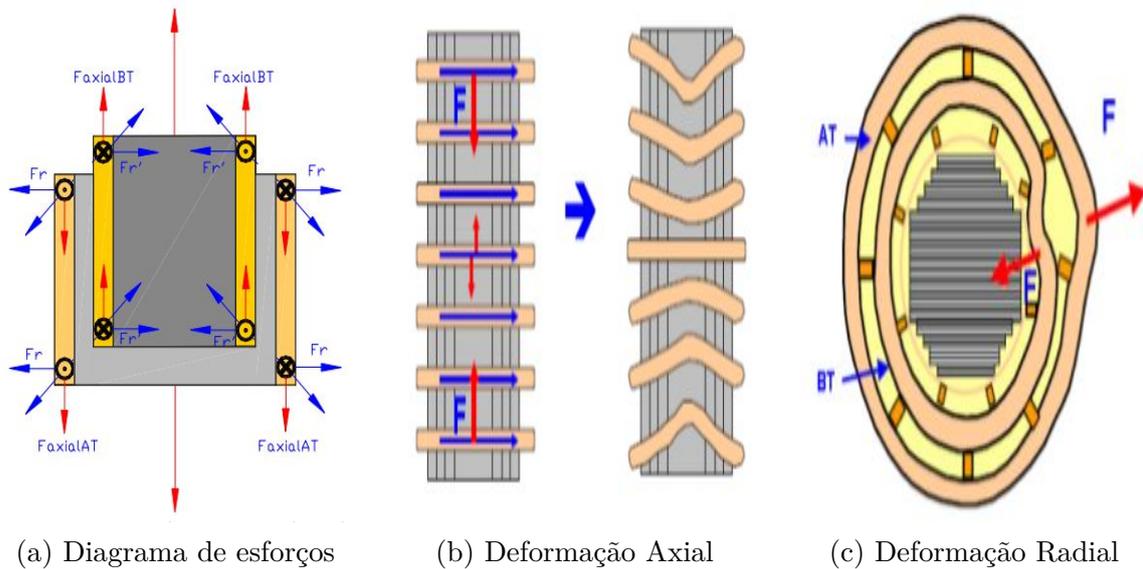
As falhas podem ser de origem mecânica ou elétrica. Podem estar localizadas em qualquer região da parte ativa do transformador: nos enrolamentos, no núcleo, nas conexões internas, no comutador, estruturas de fixação, etc. A seguir serão expostas algumas das falhas mais comuns que são detectáveis pelo ensaios de resposta em frequência.

4.2.1 Deformação de Enrolamentos

A ocorrência de curto-circuito próximo ao transformador pode ocasionar esforços mecânicos nos enrolamentos e consequentes deformações, uma vez que a força mecânica é proporcional ao quadrado da corrente (DEMARTINI, 2007). As forças eletromagnéticas geradas nos enrolamento podem ser decompostas no sentido axial (\vec{F}_a) e radial (\vec{F}_r), e o desequilíbrio delas em cada eixo pode provocar a deformação do enrolamento. As forças radiais podem, inclusive, provocar o esmagamento e a deformação do núcleo, agravando ainda mais a situação.

A Figura 36a ilustra as forças que ambos enrolamentos estão sujeitos, tanto no sentido axial quanto radial, enquanto as Figuras 36b e 36c ilustram as deformações axiais e radiais causadas nos enrolamentos, respectivamente.

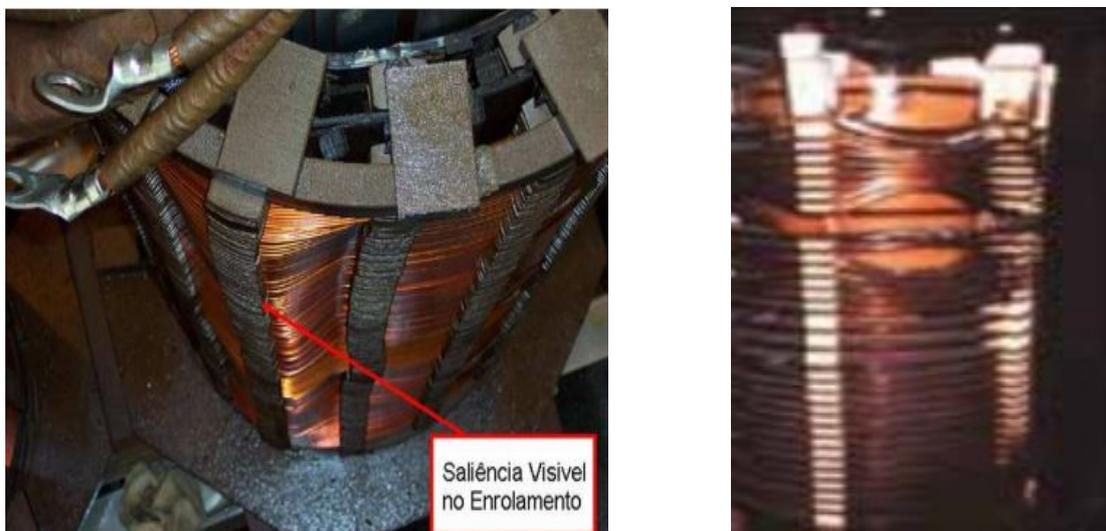
Figura 36 – Esboço de esforços e deformações em enrolamentos



Fonte: (PAULINO, 2009)

As Figuras 37a e 37b demonstram casos reais de falhas que ocorreram em enrolamentos de transformadores. O transformador pode permanecer operando normalmente mesmo que tenha pequenas deformações, contudo a suportabilidade a novos esforços mecânicos será reduzida, aumentando assim a probabilidade de uma falha completa do equipamento e até mesmo de uma explosão.

Figura 37 – Deformações em enrolamentos



(a) Radial

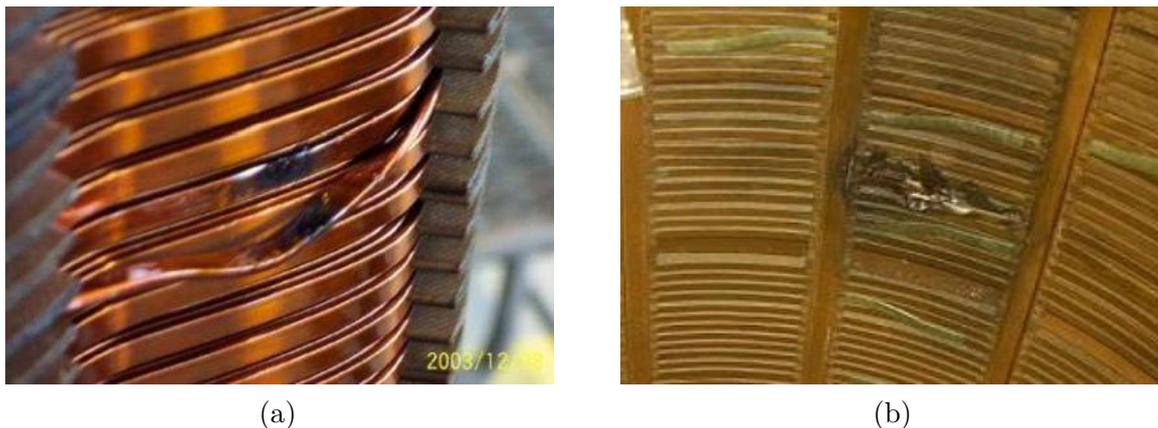
(b) Axial

Fontes: (PAULINO, 2009) e (MCGRAIL, 2005)

4.2.2 Curto-circuito entre espiras

Esta é uma das falhas mais comum e ocorre devido ao excesso de estresse mecânico, correntes de curto circuito e o envelhecimento do sistema de isolamento sólido. A Figura 38b ilustram falhas reais de curtos-circuitos causados entre espiras. Nestes casos graves, o transformador não deve permanecer em operação e deve ser submetido a manutenção.

Figura 38 – Curto circuito entre espiras



Fontes: (TORRES, 2006) e (MARTINS, 2007)

4.2.3 Falhas no Núcleo Ferromagnético

O núcleo consiste na maior parte do peso total do transformador e está sujeito a deslocamentos e deformações devido ao excesso de esforços mecânicos sobre ele. Os esforços radiais dos enrolamentos na direção interna podem provocar a deformação do núcleo, conforme Figura 39a. O curto circuito entre as lâminas do núcleo é causada devido a falha do isolamento entre elas e está apresentado na Figura 39b. Nestes casos, a indutância de magnetização será reduzida e haverá um aumento das correntes parasitas, reduzindo o rendimento do transformador.

Figura 39 – Falhas no núcleo



(a) Deformação do núcleo

(b) Laminação curto circuitada

Fontes: (OMICRONENERGY, 2019) e (CIGRÉ, 2008)

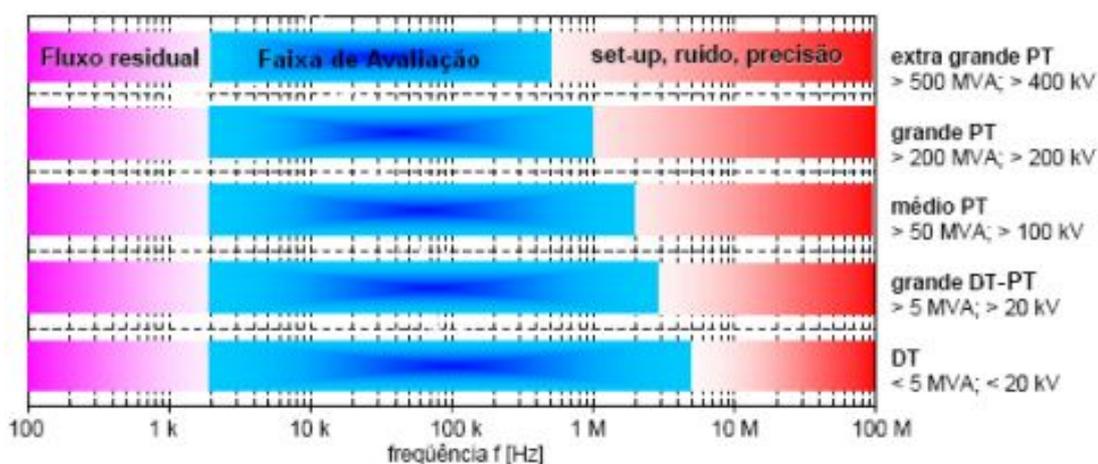
4.3 Faixas de Interpretação e Elaboração de Diagnóstico

A faixa de interpretação em ensaios FRA está limitada devido às configurações geométricas do teste e à incerteza sobre as condições do fluxo residual (CIGRÉ, 2008). O limite inferior da faixa de avaliação adequada está associado ao efeito do magnetismo residual presente no núcleo ferromagnético, o qual será também abordado adiante na Seção 5.3.2. Este efeito pode influenciar significativamente a resposta em frequência para medidas até 2 kHz, normalmente. Esta mesma faixa (10 Hz a 2 kHz) é comumente associada para diagnosticar falhas no núcleo, como por exemplo as demonstradas na Figura 39. Deste modo, o efeito do magnetismo residual dificulta a análise das curvas nas regiões de baixas frequências e compromete consideravelmente as análises para elaboração do diagnóstico.

Já o limite superior da faixa adequada de interpretação está condicionado ao maior nível de tensão dos enrolamentos do transformador, visto que este fator é diretamente relacionado às dimensões das buchas do transformador e conseqüentemente ao comprimento dos cabos de teste. Estes dois elementos são responsáveis pelo aumento das interferências eletromagnéticas nas medidas, principalmente nas altas frequências. Por esta razão, os ensaios FRA são tipicamente executados até 1 MHz ou 2 MHz. Para medições em frequências superiores, a precisão é reduzida e a incerteza dos dados obtidos é aumentada, atrapalhando quaisquer ponderações para detectar os defeitos internos no transformador.

A Figura 40 elucida um panorama geral do comportamento das faixas de avaliação adequadas devido a influência do magnetismo residual no núcleo e conforme os níveis de tensão dos transformadores de potência (PT) e de distribuição (DT).

Figura 40 – Faixas típicas de interpretação de ensaios FRA



Fonte: (TORRES, 2006)

Além disto tudo, o modelo e a calibração do instrumento de medição (*FRAAnalyser*) utilizado durante o ensaio também são fatores que podem estreitar as faixas apropriadas de interpretação e, conseqüentemente, reduzir o nível de reprodução dos ensaios.

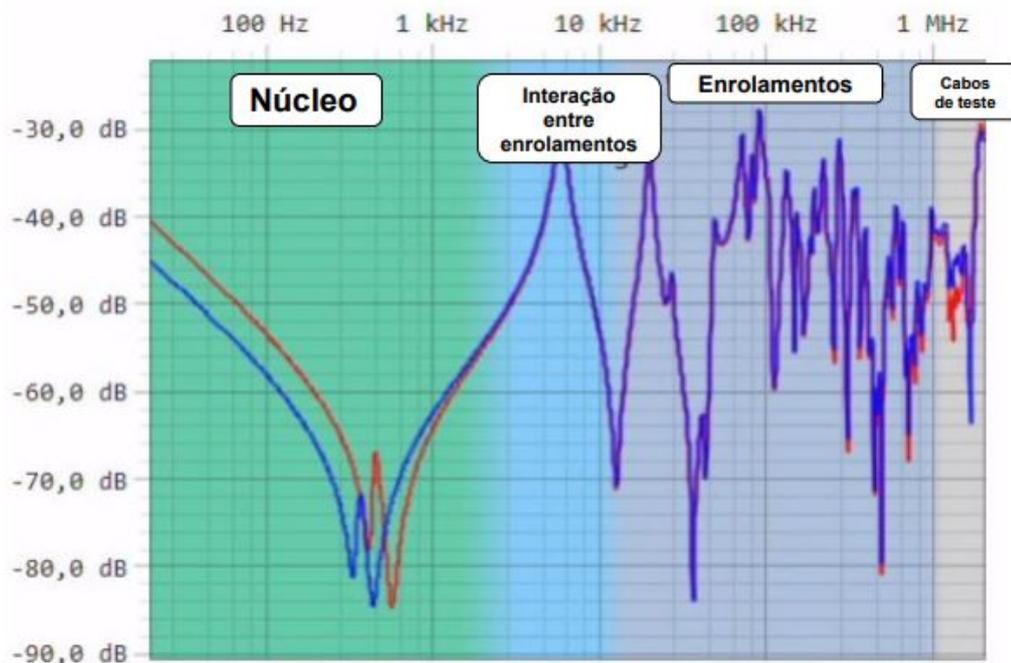
Em síntese, as medições nas baixas frequências (até 2 kHz) são fortemente dominadas por todas as indutâncias do circuito elétrico equivalente do transformador, o qual pode ser compreendido pelo modelo simplificado apresentado anteriormente na Figura 7. Nesta região em questão, as falhas estão mais associadas ao núcleo ferromagnético em virtude da forte influência da indutância de magnetização (L_m).

Nas médias (2 kHz a 10 kHz) e nas altas frequências (10 kHz e 500 kHz), o efeito de todos os elementos capacitivos do circuito elétrico equivalente começa a prevalecer. As deformações axiais e radiais de enrolamentos causam variações geométricas das bobinas e o envelhecimento dos sistemas isolamento sólido (*presspan*) e líquido (óleo mineral) provocam variação das permissividades elétricas (ϵ) dos meios. Nestes casos, todas as capacitâncias no modelo demonstrado previamente da Figura 7 são alteradas, entre elas: a capacitância série dos enrolamentos (C_{s1} e C_{s2}), entre enrolamentos e núcleo (C_{g1} e C_{g2}) e entre os enrolamentos AT e BT ($C_{1,2m}$).

Nas frequências muito altas, próximas ou superiores a 1 MHz, as medições apresentam um comportamento imprevisível e desorganizado provocado por ruídos nos cabos de teste e no sistema de medição, tornando as análises nesta região praticamente inconclusivas.

A Figura 41 ilustra os locais das falhas que estão tipicamente associados as faixas de frequências analisadas.

Figura 41 – Interpretações típicas para Diagnóstico



Fonte: Adaptado de (OMICRONENERGY, 2015)

4.4 Resumo

Neste capítulo foi possível observar as alternativas existentes para se realizar a comparação gráfica de ensaios SFRA quando o registro da "assinatura" do transformador não foi realizado ou quando a mesma está inacessível no momento. A comparação baseada no tempo é o procedimento mais recomendado, conhecido e confiável. Idealmente, este deve sempre ser o procedimento aplicado, seja para diagnosticar a existência de falhas ou para avaliar a vida útil do transformador. As comparações por modelagem, matemática e computacional, permitem uma diversidade de simulações que possibilitam estudar a fundo diversos casos e aprimoram ainda mais as ponderações que podem ser feitas para detectar precisamente o tipo e local da falha.

Os ensaios em transformadores utilizando análise resposta em frequência tornaram-se ferramentas mais oportunas para revelar a existência de uma falha interna, ao invés de indicar exatamente o tipo e o local da falha. Mesmo assim, o ensaio pode proporcionar uma boa estimativa do tipo de falha que ocorreu, avaliar as possibilidades de ocorrência de futuras falhas e também qualificar as condições internas do transformador ao longo de sua vida útil.

5 Técnicas para Mitigação de Influências e Interferências Eletromagnéticas

Este capítulo destina-se a contextualizar os fatores que podem influenciar ou causar interferências eletromagnéticas nas medidas dos ensaios que utilizam o método SFRA. Em seguida, evidenciam-se soluções técnicas e os mecanismos que podem ser aplicados para mitigá-las, de sorte que o ensaio tenha um alto nível de reprodutibilidade e os resultados sejam condizentes para efetuar adequadamente os diagnósticos de falhas.

5.1 Introdução

A reprodução do ensaio nem sempre será realizada pelos mesmos operadores ou pelo mesmo *FRAnalyser*, portanto torna-se fundamental uma documentação para detalhamento completo das condições que se efetuou as medidas. A condição de reprodutibilidade, de acordo com o VIM (Vocabulário Internacional de Metrologia) de 2012, é uma condição de medição em um conjunto de circunstâncias, as quais incluem diferentes locais, diferentes operadores, diferentes sistemas de medição e repetições no mesmo objeto ou em objetos similares.

5.2 Execução de ensaios

A execução dos ensaios exige bastantes cuidados, haja vista a sensibilidade em que as medidas em altas frequências possuem, independente do método utilizado. O ensaio SFRA deve ser executado em uma larga faixa de frequências, usualmente de 10 Hz a 2 MHz, de sorte a ser capaz de diagnosticar problemas no enrolamentos, nas estruturas de fixação, no núcleo e nas interconexões. O ensaio deve ser capaz de coletar no mínimo 200 medidas (pontos) por década, tanto para a escala linear quanto logarítmica, para que no fim sejam adequadamente apresentados a magnitude e o ângulo de fase da função de transferência medida.

5.2.1 Procedimentos primordiais do ensaio

O ensaio deve, obrigatoriamente, ser feito de forma segura e controlável. Os requisitos de segurança não são exclusivos apenas para a integridade física dos operadores, mas também do transformador e dos equipamentos de teste. As instruções presentes no manual do fabricante dos equipamentos de medição e as regulamentações das fábricas devem ser seguidas rigorosamente para evitar qualquer adversidade que coloque em risco

o desenvolvimento do ensaio. O ensaio FRA trata-se de uma técnica *offline* de diagnóstico e, por isso, a execução dos testes devem ser feitas com o transformador totalmente desenergizado e com a aplicação de uma tensão controlável relativamente baixa, com valores tipicamente entre 1 e 10 V_{pico} . Estes são uns dos critérios fundamentais que garantem uma performance consideravelmente segura.

5.2.2 Preparação do ambiente do ensaio

O transformador precisa estar completamente isolado de qualquer fonte de alta tensão ou fonte do sistema elétrico. O seu tanque deve estar obrigatoriamente aterrado, bem como toda a instrumentação de medição. É preciso também evitar que os instrumentos, os cabos de teste e as fontes de excitação estejam sujeitos a quaisquer picos de tensão e interferências externas. O registro das diversas condições do ambiente de teste devem ser feitas para que testes futuros aproximem-se ao máximo destas mesmas condições.

5.2.3 Preparação do transformador

A norma C57.149:2012 (IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers) recomenda que a configuração de ensaio do transformador seja a mais próxima possível da configuração de serviço. Todas as conexões externas das buchas precisam estar desconectadas, o que inclui: conexões de fase, conexões de neutro, enrolamento terciário de estabilização e o aterramento do terciário, caso este exista. As conexões do cabos precisam ser feitas diretamente nos terminais das buchas. Evita-se, ao máximo, a conexão do sistema de medição com as barras do barramento, entretanto, em alguns casos é inviável conectar diretamente na bucha do transformador. Nestes casos, realizam-se as medidas com um curto comprimento do barramento e, futuramente, ao se executar outro ensaio deverá ser testado com a configuração mais próxima possível. Caso contrário, haverão condições diferentes devido a influência do pequeno comprimento do barramento e haverá impacto direto nos resultados.

5.2.4 Conjunto de teste

Usualmente utiliza-se o aterramento do tanque do transformador como potencial de referência para ensaios de resposta em frequência. O conjunto de teste deve estar aterrado conforme as recomendações do fabricante ou com o mesmo ponto de aterramento do transformador sendo ensaiado, para os casos de ausência de recomendação do fabricante. O equipamento do ensaio precisa estar devidamente calibrado conforme as tolerâncias recomendadas pelo manual do fabricante. Quando possível, antes da utilização da instrumentação para o ensaio em si, aconselha-se uma verificação da operação dos equipamentos de teste por meio de um objeto teste padrão com resposta FRA conhecida, de tal forma que se possa assegurar a operação correta do equipamento. Esta verificação

é preciosa para a verificação do equipamento, haja vista a falta de um modo intuitivo de saber se está fornecendo resultados corretos. As técnicas de aterramento devem ser minuciosamente documentadas para garantir a reprodutibilidade dos ensaios futuros, em especial o comprimento dos cabos e pontos de aterramento.

5.2.5 Cabos de teste

Estes cabos precisam ser de preferência do mesmo fabricante, ter a impedância característica constante e casada com o conjunto de teste, ter o comprimento mais idêntico possível e serem menores do que 30 metros (100 pés), conforme a recomendação da norma IEEE C57.149:2012. A grande maioria dos fabricantes de cabos coaxiais considera a impedância característica como 50Ω , entretanto a certificação deste valor e registro no relatório do ensaio são necessários.

Antes da execução do ensaio, os cabos precisam ser verificados por integridade e continuidade. Para a integridade, executa-se a verificação do FRA utilizando um objeto de teste padrão com resposta conhecida, como por exemplo a célula de verificação de performance ilustrada na Figura 18. No relatório do ensaio, a especificação do comprimento, diagrama de conexões e fabricante dos cabos são parâmetros pertinentes para ser registrados.

5.2.6 Tipos de medições dos ensaios

Os quatro tipos e as diversas variações de medições são distintos pela quantidade de enrolamentos (2 ou 3), pela extremidade do enrolamento onde é injetado o sinal da fonte, pela extremidade do local de medição de saída (AT ou BT), pelas fases envolvidas, pelo enrolamento terciário, tipo de conexão do transformador ($\Delta/Y/Y$ por exemplo) e pelas condições de curto-circuito ou circuito aberto dos enrolamentos. A diversidade de formatos para executar as medições podem proporcionar análises mais aprofundadas para detecção de uma falha específica, além de aumento do banco de dados de curvas de respostas em frequência do equipamento sob diferentes critérios de conexões.

Nos ensaios para obtenção da "assinatura" do transformador em fábrica antes do transporte para o local de instalação, as curvas de interesse medidas são obtidas conforme solicitação do adquirente do transformador. Conforme descrito anteriormente na subseção 2.7.3, ressalta-se que o ensaio FRA consiste em um ensaio especial, no qual os critérios são estabelecidos pelo comprador e executados pelo fabricante, sendo feito assim um acordo entre as duas partes. As Figuras 42, 43 e 44 a seguir, ilustram os diagramas um transformador de 2 enrolamentos com configuração $Y-\Delta$, onde o enrolamento AT é o do tipo estrela (Y), enquanto o BT é delta (Δ). Além disto, o sinal da fonte é representado como V_s (*Voltage Source*) e o sinal de resposta como V_r (*Voltage Response*).

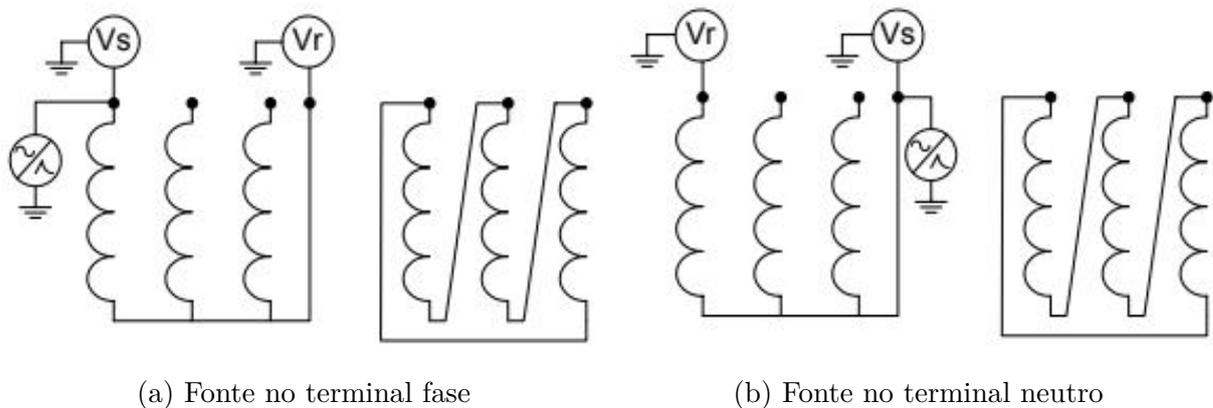
Para uma condição geral e completa de avaliação, os quatro tipos de testes devem ser realizados. Entretanto, o aumento do número de curvas obtidas é sinônimo de um maior custo financeiro para o adquirente, além da limitação de tempo para o fornecedor testar todas as fases de todos enrolamentos nos quatro tipos de configurações de teste. Neste casos de baixa disponibilidade de tempo, executa-se o teste "*End-to-End Open Circuit*" em todos os enrolamentos, o qual será pormenorizado imediatamente a seguir.

5.2.6.1 *End-to-End Open Circuit*

Esta é a abordagem mais comum e fácil de reproduzir. Para este tipo de ensaio, a medição é feita a partir de uma extremidade de um enrolamento até a outra extremidade com todos os outros terminais flutuando. Neste caso, injeta-se o sinal da fonte na extremidade de cada enrolamento de forma sucessiva, enquanto na outra extremidade mede-se o sinal de saída. Este teste é o mais usado normalmente devido a sua simplicidade e possibilidade de examinar cada enrolamento separadamente, além de poder ser aplicado tanto para transformadores monofásicos quanto trifásicos.

Os testes deste tipo se enquadram em 5 categorias de enrolamento: Alta tensão, Baixa tensão, Terciário, Enrolamento Comum e Enrolamento Série, sendo estes 2 últimos relacionados a autotransformadores. As Figuras 42a e 42b apresentam os diagramas de conexões do tipo "*End-to-End Open Circuit*" para o caso de um transformador de 2 enrolamentos, onde o cabo da fonte de excitação pode ser conectado no terminal da fase enquanto o cabo de referência no neutro, e vice-versa.

Figura 42 – Diagrama de conexão do tipo "*End-to-End Open Circuit*"



Fonte: (CIGRÉ, 2008)

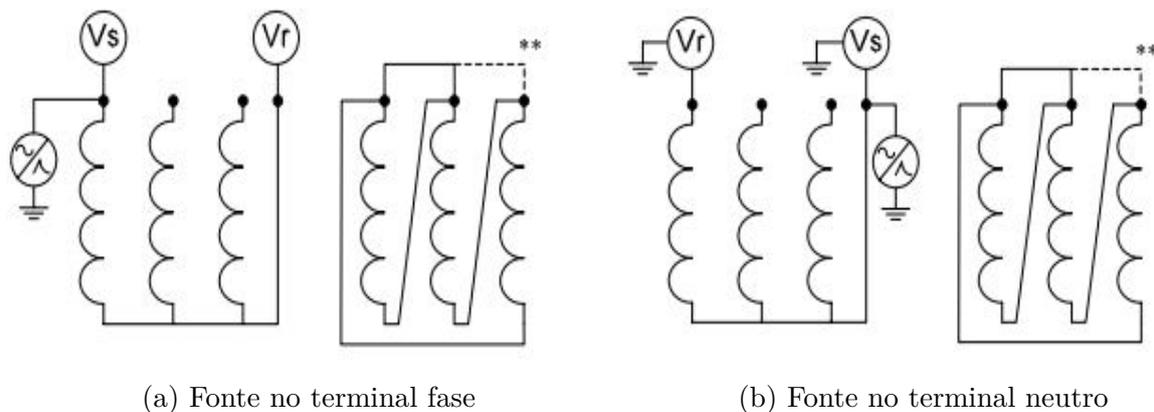
5.2.6.2 End-to-End Short-Circuit

Este teste é similar ao "*End-to-End Open Circuit*" e diferencia-se pelo curto-circuito feito no enrolamento BT da mesma fase em que se aplica o sinal de entrada. Aplica-se o sinal de entrada em uma extremidade do enrolamento AT e mede-se a resposta na outra extremidade. Este tipo de medição permite a remoção da influência do núcleo para frequências abaixo de 10/20 kHz, visto que a resposta em baixa frequência é caracterizada pela indutância de dispersão ao invés da indutância de magnetização do transformador. Nas altas frequências, o comportamento da resposta é idêntico ao teste anterior.

Existem duas opções de conexão do curto circuito nos transformadores trifásicos: entre a fase associada com outra não-associada ou entre as 3 fases. Por questões de repetibilidade, recomenda-se que, nos transformadores trifásicos, todos os enrolamentos BT sejam curto-circuitados para que se possa criar um modelo equivalente de curto-circuito, o que garante que todas as 3 fases estejam curto-circuitadas da mesma forma e assim fornecer uma impedância constante. Quaisquer conexões de neutro disponíveis não devem ser incluídas neste procedimento de curto-circuito.

As Figura 43a e 43b abaixo apresentam os diagramas de conexões do tipo "*End-to-End Short-Circuit*" para o caso de um transformador de 2 enrolamentos.

Figura 43 – Diagrama de conexão do tipo "*End-to-End Short-Circuit*"



Fonte: (CIGRÉ, 2008)

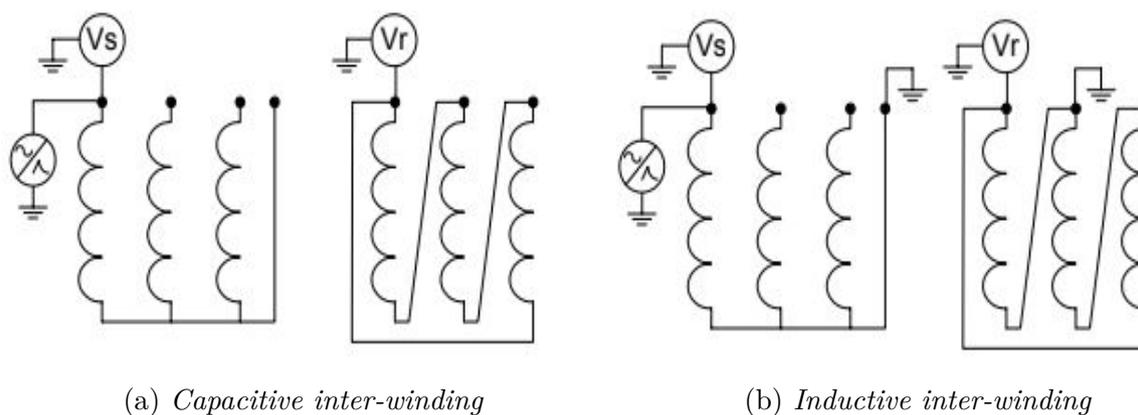
5.2.6.3 Capacitive inter-winding

Este teste é realizado entre dois enrolamentos isolados eletricamente, normalmente entre os enrolamentos de mesma coluna do núcleo. A medição é realizada a partir de uma extremidade de um enrolamento e mede-se o sinal através de um terminal de outro enrolamento, estando todos os outros terminais não conectados, vide Figura 44a. Este tipo de medida exibe uma alta impedância em baixas frequências (< 100 Hz) e esta decai conforme a frequência aumenta. A resposta nesta configuração é determinada em baixas frequências devido à capacitância entre os enrolamentos.

5.2.6.4 Inductive inter-winding

Este teste é similar ao "*Capacitive inter-winding*" e consiste na aplicação de um sinal no terminal do lado AT e medição da resposta no terminal correspondente no lado BT. A região de baixa frequência deste teste é determinada pela relação de espiras dos enrolamentos. A Figura 44b apresenta o diagrama de conexão deste tipo.

Figura 44 – Diagramas dos testes de capacitância e indutância entre enrolamentos



Fonte: (CIGRÉ, 2008)

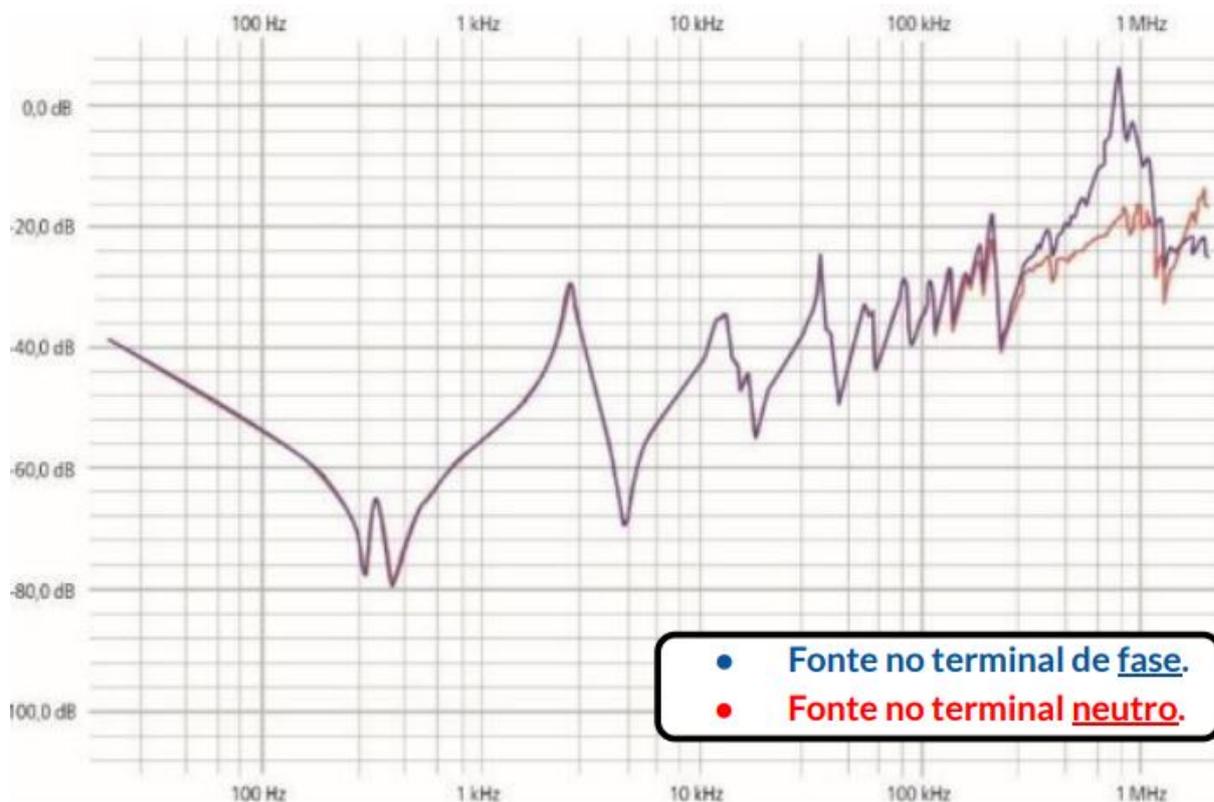
5.3 Fontes de Influências nas Medições

Durante os ensaios, diversos fatores podem causar influências negativamente nas medidas e originar resultados errôneos. Em decorrência disto, haverá uma dificuldade maior para a interpretação dos resultados gráficos e, conseqüentemente, dificultará o diagnóstico do tipo de falha. A documentação de todas as etapas, equipamentos utilizados e condições diversas do transformador atribuídas ao ensaio são fundamentais para garantir conhecimento de todos os parâmetros influentes na resposta em frequência. A seguir serão apresentados estes principais fatores, bem como o impacto na curva de resposta em frequência e as técnicas de mitigação para atingir um nível de reprodutibilidade maior.

5.3.1 Direção de conexão do cabo da fonte e de resposta

Para os casos dos transformadores com configuração do tipo estrela (Y), a direção da medição apresenta influência significativa somente nas altas frequências e por este motivo deve ser sempre documentado no relatório de ensaio a direção em que o operador executou a medida. Para reduzir esta condição, a norma IEEE C57.149:2012 sugere que os cabos da fonte e de referência sejam conectados no terminal da fase, enquanto o de resposta seja no terminal neutro. A Figura 45 apresenta uma comparação da diferença da direção de conexão, onde a curva azul se refere à conexão da fonte com o terminal da fase, enquanto a curva vermelha se refere à conexão com o terminal neutro.

Figura 45 – Influência da direção de medição



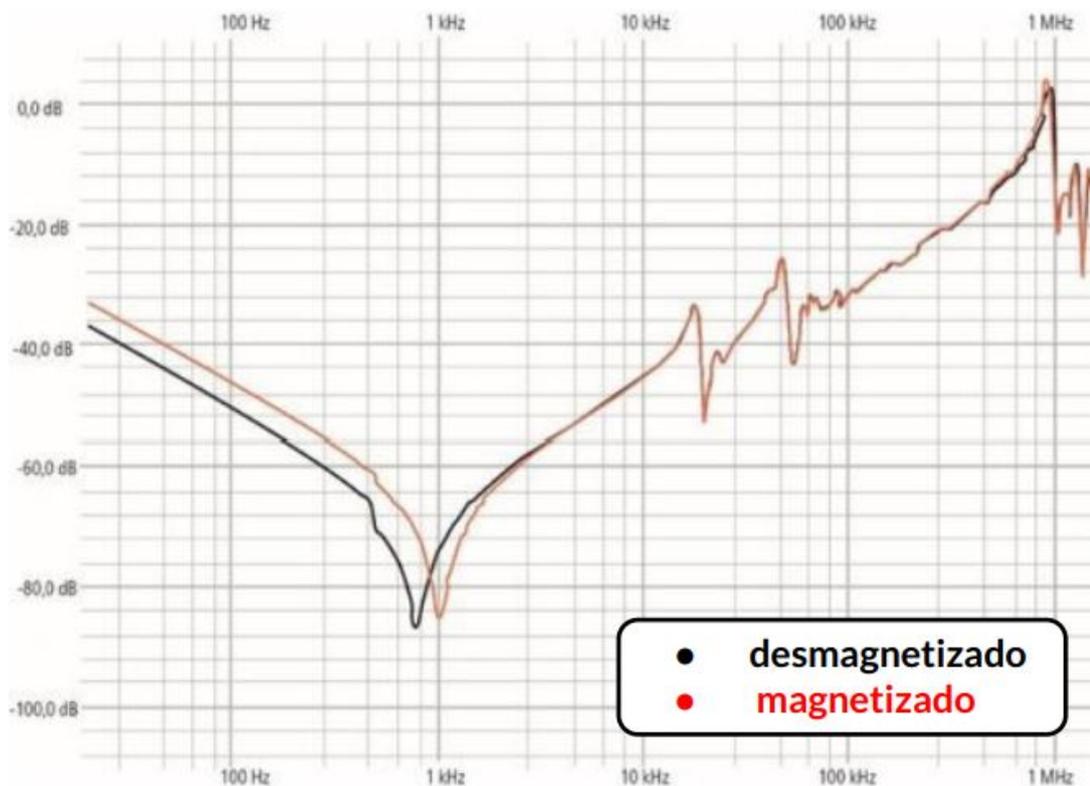
Fonte: (RÄDLER; UHRIG, 2018)

5.3.2 Magnetismo residual no núcleo

O magnetismo residual consiste na densidade de fluxo magnético que permanece no núcleo do transformador e é causada por medições prévias, como por exemplo medição resistência CC do enrolamento. Este efeito indesejado pode ser mitigado através da desmagnetização do núcleo antes do ensaio. O magnetismo residual pode ser identificado graficamente pelo deslocamento da ressonância do núcleo para a direita, pois reduz a indutância de magnetização (L_m) e, conseqüentemente, aumenta a primeira frequência de ressonância da curva.

A Figura 46 apresenta uma comparação entre um transformador de potência testado com o teste "End-to-End Open Circuit" antes e depois do procedimento de desmagnetização, onde a curva vermelha apresenta antes e a curva preta depois da desmagnetização.

Figura 46 – Influência do magnetismo residual no núcleo



Fonte: (RÄDLER; UHRIG, 2018)

Para as frequências mais elevadas, o magnetismo residual não apresenta influência significativa. Para garantir melhores comparações de resultados devido às diferentes propriedades do magnetismo do núcleo, os efeitos do magnetismo residual podem ser minimizados com a aplicação dos testes "*End-to-End Short Circuit*" ou "*Inductive interwinding*".

5.3.3 Posição da derivação do Comutador

O Comutador é o utilizado para variar a relação de transformação de tensão do transformador a partir do ajuste do número de espiras por meio de derivações. Essas derivações (*taps*) podem estar localizados em qualquer um dos dois enrolamentos (AT ou BT) ou em ambos. Os comutadores podem ser divididos em dois tipos:

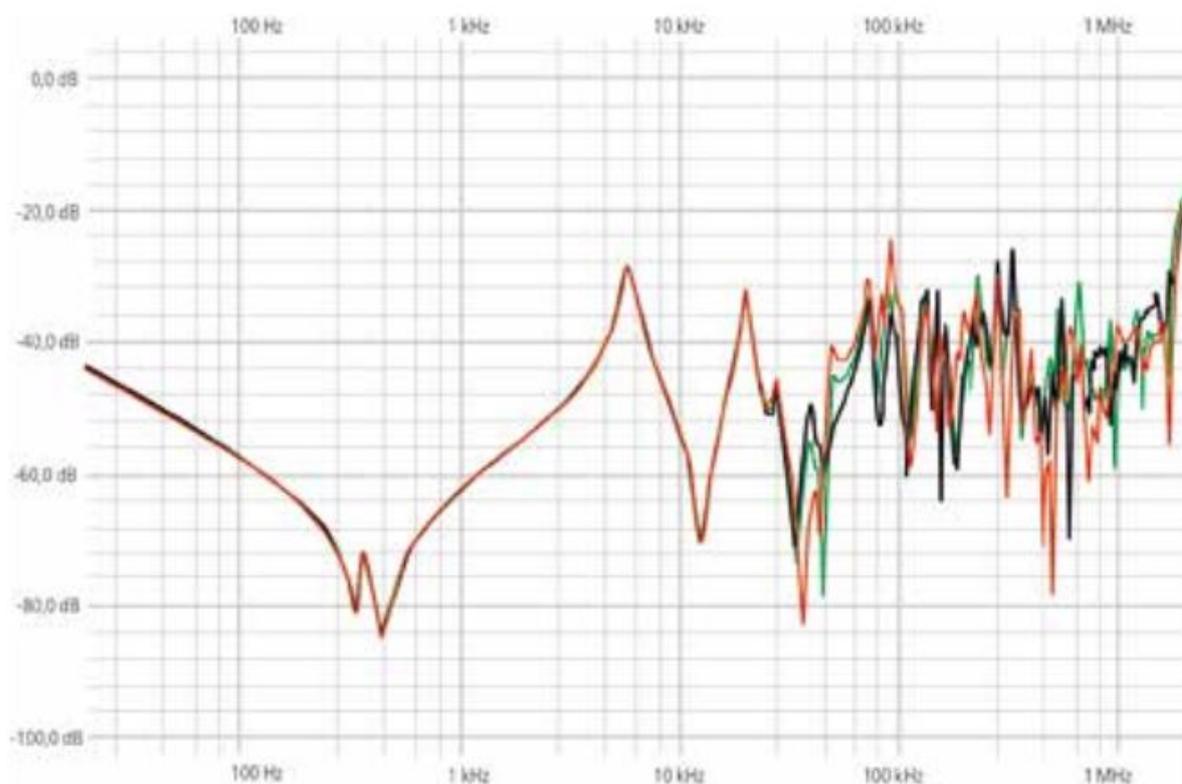
1. Comutador sob carga (OLTC - *On Load Tap Changer*)
2. Comutador sem carga (NLTC - *Non Load Tap Changer*)

O tipo OLTC permite variar a relação de transformação enquanto o transformador está operando com carga. Enquanto o tipo NLTC, também referenciado como DETC (*De-energized Tap Changer*), precisa obrigatoriamente que o transformador esteja desenergizado.

Conforme mencionado e equacionado nas seções anteriores, a resposta em frequência depende das tensões de entrada e de saída medidas no domínio frequência. Tendo em vista que a posição das derivações (*taps*) altera o número de espiras do enrolamento, os valores das resistências do circuito elétrico equivalente do transformador também irão alterar e, conseqüentemente, a resposta em frequência será modificada.

A Figura 47 apresenta uma comparação da influência que o comutador pode provocar quando está em *taps* diferentes. Percebe-se que a variação nos resultados é mais significativa nas altas frequências.

Figura 47 – Influência da posição dos *Taps* do Comutador



Fonte: (RÄDLER; UHRIG, 2018)

A comparação de resultados gráficos utilizando duas curvas obtidas com posições do *tap* diferentes podem causar um equívoco no diagnóstico. Por isto, a norma IEEE C57.149:2012 padroniza que o ensaio seja realizado com a posição do *tap* do Comutador sob carga (OLTC) no último nível superior. Além da posição atual do *tap* durante a medição, a posição anterior também apresenta influência e precisa ser registrada no relatório de ensaio. Portanto, as posições dos *taps* dos comutadores a serem consideradas para a realização de um ensaio conforme a recomendação da norma IEEE C57.149:2012 são:

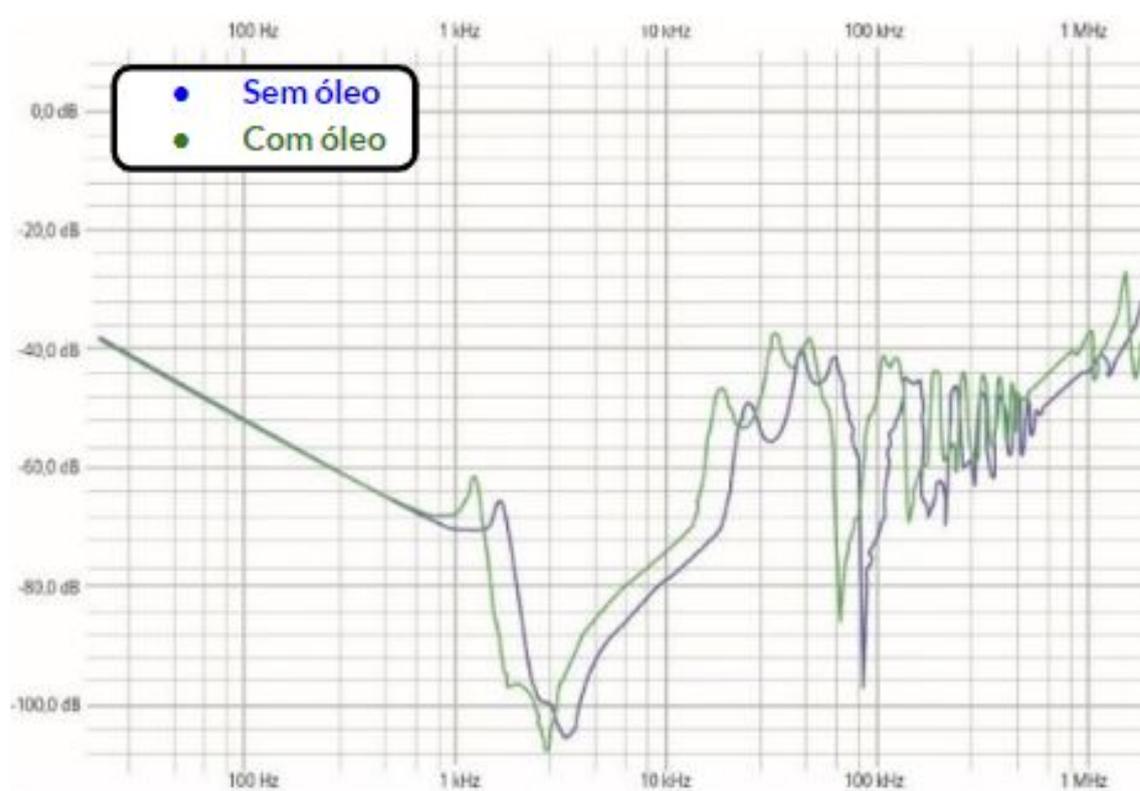
- OLTC: último nível superior;
- NLTC: conforme encontrado.

5.3.4 Nível e presença de Óleo

O equipamento pode ser entregue no local de instalação com ou sem óleo, dependendo das restrições e condições de entrega. O óleo é um dos fatores mais comuns a variar a resposta em frequência, além de modificar em uma ampla faixa de frequências. O motivo para isto consiste na alteração de quaisquer capacitâncias no sistema de isolamento que envolva óleo dentro do transformador, como por exemplo capacitâncias entre enrolamentos, entre enrolamento-núcleo, entre enrolamento-tanque, etc.

A Figura 48 apresenta a comparação do transformador preenchido com óleo (curva verde) com o resultado do transformador com óleo drenado (curva azul).

Figura 48 – Influência da presença do óleo



Fonte: (RÄDLER; UHRIG, 2018)

É perceptível um deslocamento de quase toda a curva sem alteração expressiva nos formatos da curvas. O deslocamento da curva ocorre devido às diferenças das constantes dielétricas entre o ar e o óleo mineral. O aumento da permissividade elétrica (ϵ) devido a presença do óleo aumenta as capacitâncias, que por sua vez reduzem as frequências de ressonâncias e assim a curva é deslocada para as frequências mais baixas.

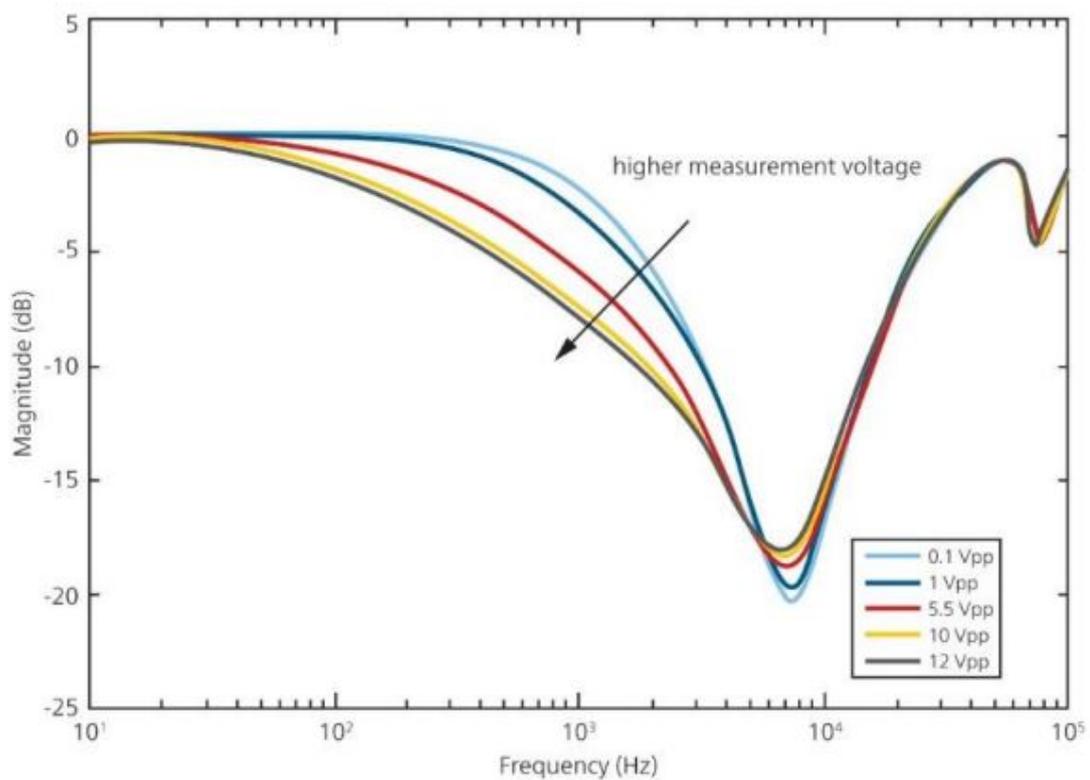
5.3.5 Nível de Tensão Aplicada

A medição da função de transferência $H(j\omega)$ independe do nível de tensão aplicado pelo instrumento de teste, visto que um enrolamento de um transformador de potência pode ser considerado como um sistema linear. Contudo, o sinal de tensão está diretamente correlacionado a relação sinal-ruído.

O nível de tensão aplicado pelo equipamento do método SFRA irá modificar a permeabilidade magnética (μ) de acordo com a curva de histerese do material do núcleo. Isto causa alteração na relutância magnética (\mathfrak{R}_m), que também irá modificar a indutância de magnetização (L_m) do núcleo.

A Figura 49 ilustra a influência causada por diferentes níveis de tensão aplicados em um enrolamento.

Figura 49 – Influência de diferentes níveis de tensão aplicada



Fonte: (RÄDLER; UHRIG, 2018)

5.3.6 Temperatura do óleo e das bobinas

Todos os meios dielétricos e as resistências elétricas dos condutores irão variar conforme a temperatura. Portanto, todos os valores das resistências e capacitâncias dos enrolamentos no circuito elétrico equivalente ilustrado anteriormente na Figura 7 sofrerão mudanças e, conseqüentemente, a medição da tensão de saída também. A Equação 12 demonstra o efeito que a resistência elétrica sofre conforme varia-se a temperatura.

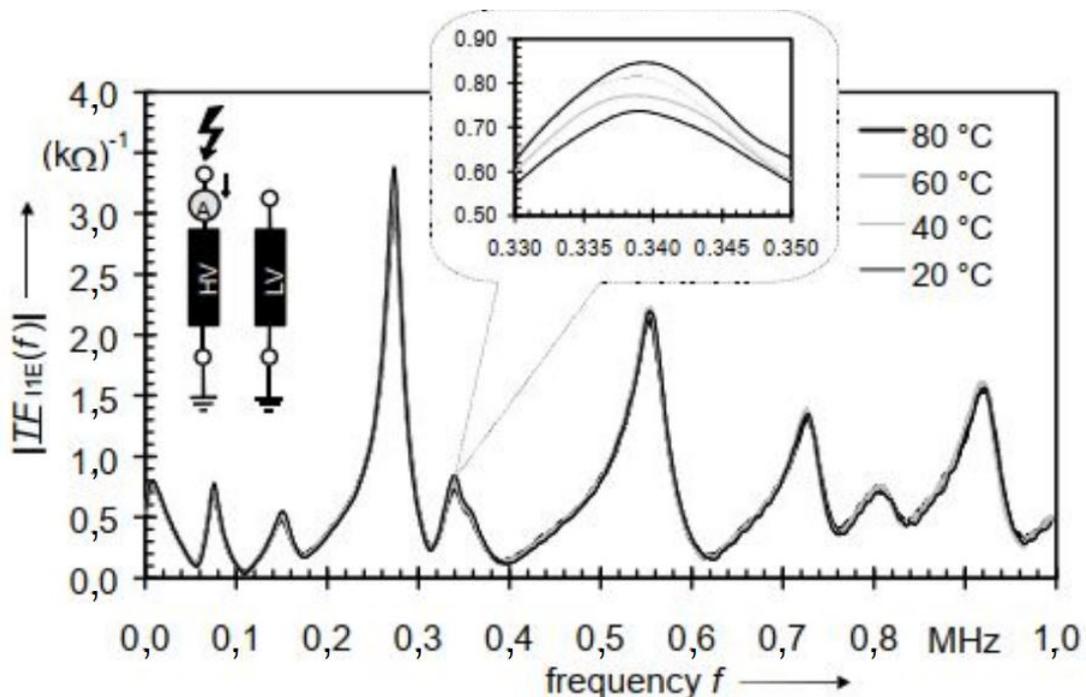
$$R = R_0[1 + \alpha \cdot (T - T_0)] \quad (12)$$

Sendo que R é a resistência na temperatura considerada, R_0 é uma resistência de referência, α é o coeficiente térmico do material do condutor, T é a temperatura considerada e T_0 é uma temperatura de referência.

Entretanto, o estudo de (WIMMER; FESER; CHRISTIAN, 2003) concluiu que o valor do coeficiente térmico (α) que ocasiona um pequeno deslocamento dos pontos de ressonância e, por conseqüência, podem ter seus efeitos negligenciados para temperaturas entre 15°C e 70°C.

A Figura 50 apresenta a influência na medição da função de transferência de um transformador de distribuição de 1 MVA conforme varia-se a temperatura.

Figura 50 – Influência da temperatura



Fonte: (WIMMER; FESER; CHRISTIAN, 2003)

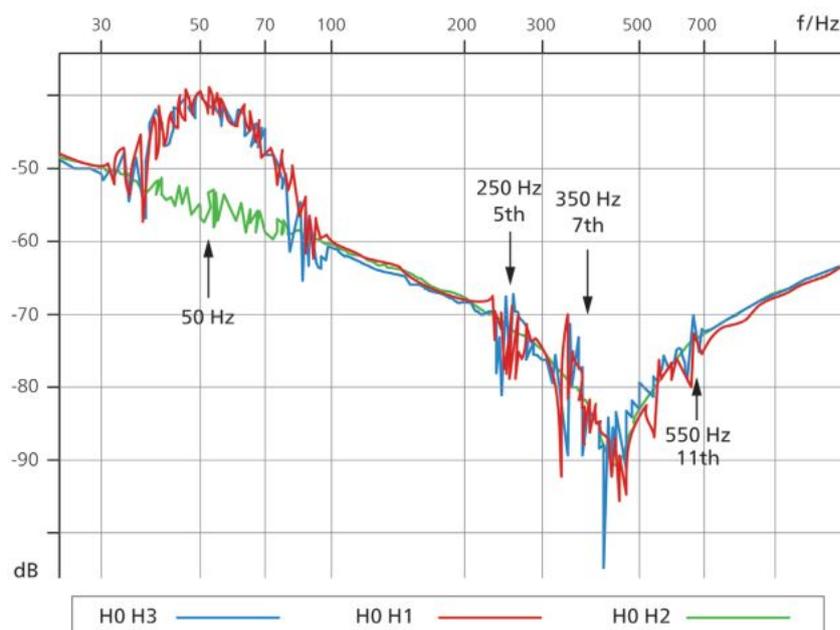
5.4 Fontes de Interferências Eletromagnéticas nas Medições

No ambiente de uma subestação existem diversos de ruídos que podem influenciar nas medidas do ensaio SFRA. Estes efeitos são mais intensos em subestações com a presença de fortes campos eletromagnéticos, normalmente em subestações com níveis de tensão acima de 380 kV. As fontes de ruído podem ser distinguidas entre banda estreita (*narrowband*) e banda larga (*broadband*) e possuem diferentes causas e consequências.

5.4.1 Ruído de banda estreita

Uma fonte comum de ruído que afeta os gráficos SFRA é o ruído da frequência de operação do transformador (50/60 Hz) e algumas de suas principais harmônicas. Usualmente, o ruído de banda estreita (*narrowband*) interferem as curvas nas baixas frequências entre 30 Hz e 100 Hz, para os casos em que a frequência nominal é 50 Hz. A Figura 51 apresenta as medidas realizadas nas três fases do enrolamento AT de 500 kV de um transformador, cuja configuração é do tipo estrela (Y) e frequência nominal de 50 Hz.

Figura 51 – Ensaio SFRA nas três fases de um transformador de 500 kV (50 Hz)



Fonte: (RAEDLER; UHRIG; CONTRERAS, 2017)

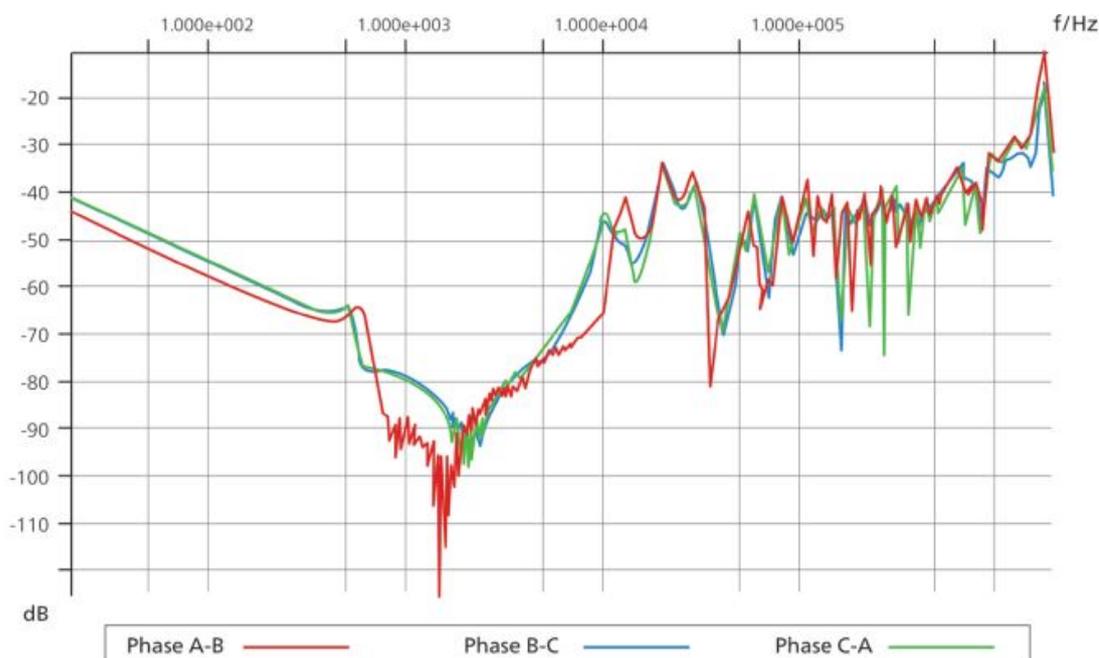
Neste caso, percebe-se que a frequência industrial (50 Hz) e as principais harmônicas ímpares não-múltiplas de 3 (250, 350 e 550 Hz) apresentam uma interferência considerável nas medidas, sendo o tamanho do enrolamento um dos principais elementos responsáveis por essa influência. O sinal será atenuado conforme se aumenta a indutância e desta forma o sinal de resposta SFRA torna-se mais sensível a ruídos. Os efeitos de ruídos ocorrerão somente nas baixas frequências devido à indutância de magnetização linear do núcleo que domina a resposta em frequência completa.

5.4.2 Ruído de banda larga

O ruído de banda larga (*broadband*) é de origem interna e é causada pelo próprio instrumento de medição conectado. O nível de interferência deste ruído (*noise floor*), por sua vez, dependerá da faixa dinâmica do *FRAnalyser* utilizado. Este ruído contempla a soma de todas fontes de ruído e sinais indesejáveis dentro de um sistema de medição. As normas IEC 60076-18 e IEEE C57.149 definem como requisito mínimo de +10 dB a -90 dB para a faixa dinâmica. O modelo FRANEO 800 da Omicron® demonstrado anteriormente na Seção 3.6, por exemplo, possui sua faixa dinâmica de +10 dB a -140 dB para as avaliar as frequências situadas entre 20 Hz e 2MHz.

A Figura 52 exemplifica a influência deste tipo de ruído (*noise floor*) de -80dB em um *FRAnalyser*. As medições foram realizadas nas 3 fases de um enrolamento de configuração tipo delta (Δ). É possível observar que as curvas FRA são significativamente afetadas para regiões abaixo de -80 dB, devido à limitação da faixa dinâmica do instrumento de medição utilizado.

Figura 52 – Ruído de banda larga em um ensaio SFRA de um transformador



Fonte: (RAEDLER; UHRIG; CONTRERAS, 2017)

5.5 Técnicas para Mitigar Interferências

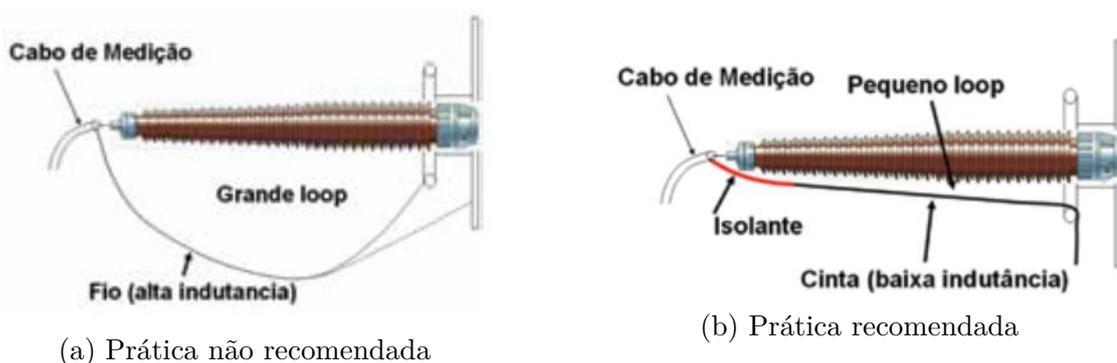
Existem basicamente duas maneiras de mitigar ruídos e interferências eletromagnéticas nas curvas de ensaios SFRA: via *hardware* ou via *software*. Estas interferências podem estar relacionadas com o modelo ou calibração do instrumento de medição (*FRAnalyser*), com os campos eletromagnéticos existentes na subestação ou com os critérios de conexão e qualidade dos cabos escolhidos pelos operadores do ensaio.

5.5.1 Técnicas baseadas em *hardware*

Tendo em vista que a "varredura" de frequências no ensaio é tipicamente feita para valores próximos ou até superiores a 1 MHz, os cabos podem se comportar como antenas que captam ruídos externos, os quais podem se sobrepor aos sinais medidos de interesse e comprometer a qualidade e a reprodutibilidade do ensaio. Esta é a razão pela qual nos ensaios de resposta em frequência, seja no método LVI ou no SFRA, as medições são feitas tipicamente até 2 MHz, pois em frequências superiores o sistema de medição sofre muita interferência externa e as análises neste região não se tornam confiáveis.

O tipo de conexão apresentado na Figura 53a é uma prática de aterramento que não é recomendada e é realizada normalmente com um cabo de cobre, que por sua vez inclui no circuito de medição uma resistência elétrica diretamente proporcional ao comprimento e também uma alta indutância. A presença destes elementos distorcem as curvas e prejudica o ensaio. Para mitigar esse efeito indesejável, utilizam-se cintas de alumínio planas e finas posicionadas firmemente ao longo das buchas, conforme a Figura 53b.

Figura 53 – Práticas de aterramento



Fonte: (PAULINO, 2009)

Através desta técnica, a indutância inserida no sistema de medição é reduzida e, assim, o ensaio fica menos sensível aos ruídos de banda estreita. Além disso, este procedimento indiretamente induz os operadores dos ensaios utilizarem o comprimento da conexão do aterramento mais idêntico possível, visto que o princípio desta prática é conectar dois pontos com a menor distância possível.

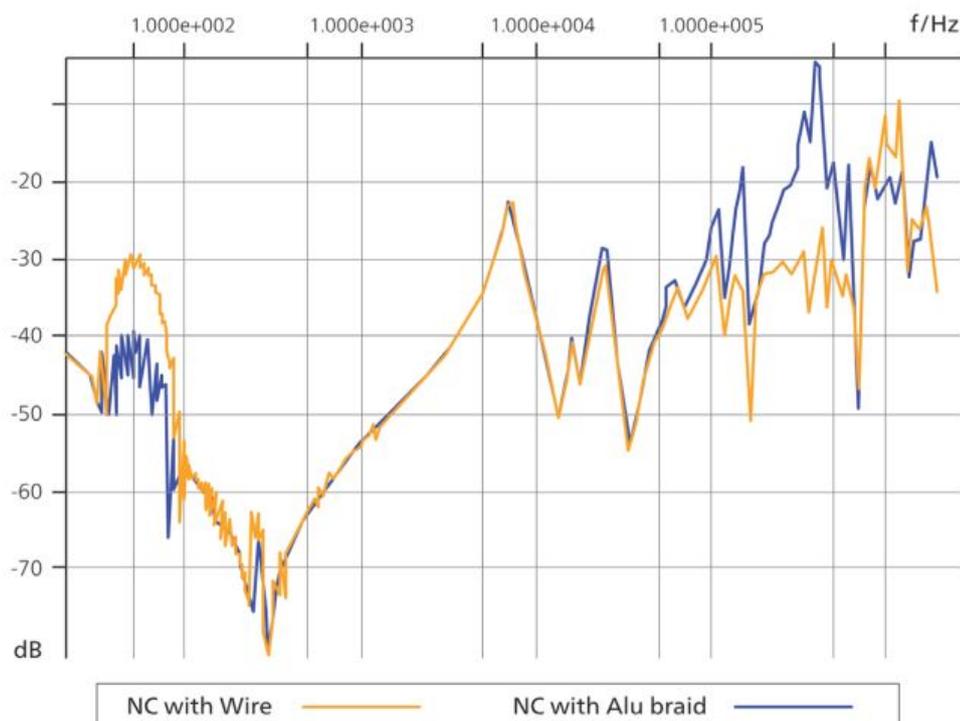
A utilização das cintas de alumínio finas e planas ao invés de cabos comuns de cobre reduz consideravelmente o efeito pelicular (*skin effect*) para frequências superiores a 80 kHz (RÄDLER; UHRIG, 2018). A Equação 13 descreve como se determina a profundidade de penetração (δ), a qual está relacionada com as interferências em altas frequências causadas pelas conexões de aterramento. Onde f representa a frequência elétrica durante a varredura (Hz), μ a permeabilidade magnética (H/m) e σ a condutividade elétrica do cabo de aterramento (S/m).

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{\pi f \mu \sigma}} \quad (13)$$

Quanto maior for a profundidade de penetração, menor será a interferência do efeito pelicular nas medidas do ensaio. A partir desta afirmação e da Equação 13 é possível notar que a escolha do material condutor com menor condutividade elétrica significa em redução do efeito pelicular. Por esta razão, opta-se a utilização do alumínio ($\sigma_{al} = 3,8 \times 10^7 S/m$) ao invés do cobre ($\sigma_{cobre} = 6 \times 10^7 S/m$).

A Figura 54 ilustra a diminuição significativa dos ruídos de banda estreita a partir da aplicação deste técnica de conexão, sendo a medição com cabos comuns representada pela curva laranja, enquanto o uso da técnica das cintas de alumínio é representada pela curva azul.

Figura 54 – Efeito utilizando duas técnicas de conexão distintas

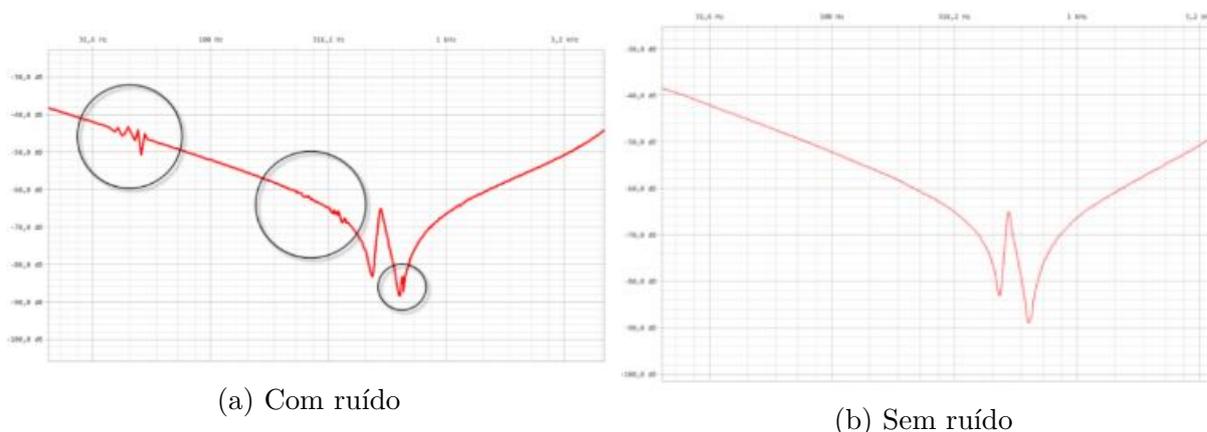


Fonte: (RAEDLER; UHRIG; CONTRERAS, 2017)

5.5.2 Técnicas baseadas em *software*

Os métodos baseados em *software* visam melhorar o resultado das medições durante e após o processo de aquisição de dados, utilizando algoritmos ou filtros para "suavizar" as curvas que apresentam muitas oscilações de baixa amplitude. A Figura 55a exemplifica uma curva distorcida por ruído de banda estreita (*narrowband*) nas regiões próximas a frequência industrial (50/60 Hz). A Figura 55b apresenta o sinal reconstruído a partir da utilização de um filtro de médias.

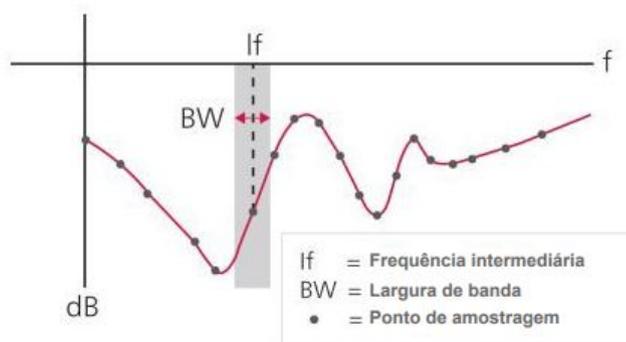
Figura 55 – Reconstrução de um sinal distorcido via *software*



Fonte: (RAEDLER; UHRIG; CONTRERAS, 2017)

Os *softwares* são capazes de detectar as regiões que contém variações bruscas de magnitude em curtas faixas de frequência. Por isto, o número de pontos de amostragem é constantemente adaptado. As Figuras 23 e 24 apresentadas anteriormente na Seção 3.7 são caracterizadas por este recurso de aprimoramento de aquisição de medidas em regiões mais críticas. A Figura 56 ilustra de forma simplificada a largura de banda (BW) que se adapta para otimizar a amostragem e adquirir mais pontos em áreas críticas. O aumento da taxa de amostragem influencia diretamente no tempo de duração do ensaio.

Figura 56 – Adaptação da largura de banda



Fonte: Adaptado de (RAEDLER; UHRIG; CONTRERAS, 2017)

6 Conclusão

Este projeto de diplomação teve como principal objetivo a exposição e o detalhamento de diversos procedimentos essenciais para executar apropriadamente ensaios de resposta em frequência em transformadores de potência através do método de varredura de frequências, conhecido como SFRA (*Sweep Frequency Response Analysis*), de sorte a se obter um elevado nível de reprodutibilidade dos ensaios e garantir a detecção correta de existência de falhas internas na parte ativa do transformador.

Foi possível observar que a garantia de um alto nível de reprodutibilidade nos ensaios SFRA está caracterizada pela preservação de um conjunto de condições para realizar medições no mesmo transformador. Este conjunto pode incluir diferentes locais, operadores, normas de referência, critérios de conexão e sistemas de medição. O intuito principal de ensaios FRA em transformadores é a detecção de falhas causadas durante o transporte, a partir da comparação das medidas realizadas em locais distintos: uma ainda em fábrica e outra na subestação em que foi instalado. Elaborar detalhadamente o relatório do ensaio de obtenção da "assinatura" é fundamental para assegurar que outros operadores possam posteriormente reproduzir o ensaio utilizando os mesmos parâmetros e critérios de conexões. A realização da comparação baseada no tempo é a mais confiável. Entretanto, para os casos onde não há registro da "assinatura", podem-se aplicar outros métodos comparativos com alguns devidos cuidados. Comparar as curvas entre as fases do mesmo transformador podem proporcionar uma curva de referência satisfatória quando a comparação é feita apenas entre as fases externas, pois a curva da fase central possui um comportamento distinto em virtude dos diferentes caminhos dos fluxos magnéticos no núcleo. Comparar as curvas de "transformadores gêmeos" seria a alternativa mais indicada, visto que as diferenças entre as curvas de dois transformadores "saudáveis" fabricados sob o mesmo projeto não são significativas e estão relacionadas às tolerâncias de fabricação e ao magnetismo residual no núcleo. Este último fator pode ser extinto a partir da desmagnetização do núcleo.

O sistema de medição em ensaios SFRA é geralmente composto por analisador de resposta em frequência (*FRAAnalyser*), por um *software* para aquisição de dados e controle de parâmetros, e de acessórios e cabos para conexões e aterramentos. As execuções dos ensaios em locais distintos utilizando o mesmo sistema de medição permite manter o mesmo grau de incerteza combinada devido aos instrumentos e acessórios. Desta maneira, reduz-se um fator que pode diminuir a qualidade dos ensaios. Utilizar pelo menos o mesmo modelo de *FRAAnalyser* com calibração certificada pode também contribuir para a reprodução do ensaio.

Os ensaios estão sujeitos a diversas fontes de influências que podem afetar as medidas do ensaio, tais como: o magnetismo residual no núcleo, a posição do enrolamento do comutador, a presença e nível de óleo, o nível de tensão aplicado, a direção de medição, a temperatura, etc. A documentação detalhada dos estados destes fatores e a indicação da norma de referência aplicada pelo operador facilitam reproduções futuras de outros operadores. O equipamento de medição e os cabos de teste estão sujeitos à ruídos e interferências eletromagnéticas, as quais distorcem as curvas em certas faixas e dificultam o diagnóstico. A utilização de cintas de alumínio planas e finas nas conexões de aterramento nos ensaios demonstra ser a técnica mais eficaz para reduzir os ruídos de banda estreita e diminuir o efeito pelicular. Para medições em frequências superiores a 1 MHz, a precisão é reduzida e a incerteza dos dados obtidos é alta, atrapalhando quaisquer ponderações para detectar os defeitos internos no transformador. Esta é a razão pela qual a varredura de frequências nos ensaios SFRA é normalmente feita até 1 ou 2 MHz. Medições em frequências acima destas não garantem um bom nível de reprodutibilidade e não asseguram a análise para detecção de falhas.

Referências

- ABU-SIADA, A.; HASHEMNIA, N.; ISLAM, S.; MASOUM, M. A. **Understanding power transformer frequency response analysis signatures**. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, IEEE, v. 29, n. 3, p. 48–56, 2013.
- BARTLEY, W. H. **Failure analysis of transformers**. The Hartford Steam Boiler Inspection and Insurance Co., p. 1–13, 2003.
- CIGRÉ. **WG A2.26, "Mechanical condition assessment of Transformer windings using Frequency Response Analysis (FRA)"**. In: . [S.l.: s.n.], 2008.
- CIGRÉ, S. **WG 12.05, "An international survey on failures in large power transformers"**. *Electra*, n. 88, p. 21–47, 1983.
- COUTINHO, L. M. d. A. **Avaliação e diagnóstico de transformadores de potências através da resposta em frequência e impedância terminal**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- DEMARTINI, F. B. **FRA - Análise de Resposta em Frequência de Transformador de Força**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2007.
- DOBLE. **M5400 - Sweep Frequency Response Analyzer**. 2019. Disponível em: <<https://www.doble.com/product/m5400/>>. Acesso em: 17/06/2019.
- FRONTIN, S. O. **EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO - Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. 1. ed. [S.l.]: Finatec 1ª Edição, Brasília, 2013.
- GUIMARÃES, R. C. **Modelo elétrico da impedância do transformador baseado em células RLC passivas**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.
- IEEE. **C57.149-2012: IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers**. IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 2013.
- MAMEDE, J. F. **Manual de equipamentos elétricos**. 4. ed. [S.l.: s.n.], 2013.
- MARTINS, H. J. A. **Diagnóstico de Transformadores de Potência Através de Metodologias no Domínio da Frequência**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- MCGRAIL, T. **Transformer Frequency Response Analysis: An Introduction**. *The International Electrical Testing Association*, v. 1, 2005.
- NETO, H. José de F.; BARRA, P. A.; DELAIBA, A. C. **Análise de resposta em frequência (FRA) para diagnóstico de falhas em transformadores**. 2017.
- OMICRONENERGY. **Sweep Frequency Response Analysis with FRANEO 800**. 2015. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=eel_3F13Ac0&t>. Acesso em: 17/06/2019.

- OMICRONENERGY. **FRANEO 800 - The next generation for a reliable core and winding diagnosis of power transformers**. 2019. Disponível em: <<https://www.omicronenergy.com/en/products/franeo-800/>>. Acesso em: 17/06/2019.
- PAULINO, M. E. d. C. **Capítulo II - Repetibilidade dos resultados de SFRA**. *Revista O SETOR ELÉTRICO*, v. 1, Outubro de 2009.
- RÄDLER, M.; UHRIG, S. **Performing reliable and reproducible frequency response measurements on power transformers**. *Transformers Magazine*, Merit Media Int. doo, v. 5, n. 3, p. 42–49, 2018.
- RAEDLER, M.; UHRIG, S.; CONTRERAS, J. L. V. **Electrical interferences - How to overcome undesirable effects**. *Transformers Magazine*, Merit Media Int. doo, v. 4, n. 2, p. 60–70, 2017.
- RIES, W. **Transformadores - Fundamentos para o Projeto e Cálculo**. 1. ed. [S.l.: s.n.], 2007.
- SWEETSER, C.; MCGRAIL, T. **Sweep Frequency Response Analysis Transformer Applications**. [S.l.]: Citeseer, 2003.
- TENBOHLEN, S.; JAGERS, J.; GEBAUER, J.; MÜLLER, P.; LAPWORTH, J.; YUKIYASU, S.; DESAI, B.; MCINTOSH, A.; BASTOS, G.; BO, L. **Transformer Reliability Survey: Interim Report**. *Electra*, n. 261, p. 46–49, Abril de 2012.
- TENBOHLEN, S.; RYDER, S. A. **Making Frequency Response Analysis Measurements: A Comparison of the Swept Frequency and Low Voltage Impulse Methods**. 2003.
- TORRES, A. L. O. **Diagóstico de transformadores de potência através da análise da resposta em frequência**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.
- WIMMER, R.; FESER, K.; CHRISTIAN, J. **Reproducibility of Transfer Function Results**. In: *13th International Symposium on High Voltage Engineering, Delft*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 25, p. 29.