



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

MARÍLIA DE MELLO AMORIM NOVAIS E SILVA

Estudo de Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico de Transformadores a Seco

NITERÓI

2024

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

MARÍLIA DE MELLO AMORIM NOVAIS E SILVA

Estudo de Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico de Transformadores a Seco

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador:

Bruno Wanderley França

Co-orientador:

Guilherme Gonçalves Sotelo

NITERÓI

2024

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

S586e Silva, Marília de Mello Amorim Novais e
Estudo de Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico de
Transformadores a Seco / Marília de Mello Amorim Novais e
Silva. - 2024.
91 f.: il.

Orientador: Bruno Wanderley França.
Coorientador: Guilherme Gonçalves Sotelo.
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Escola de Engenharia, Niterói, 2024.

1. Diagnóstico de transformadores. 2. Descargas parciais.
3. Curto-circuito entre espiras. 4. Modelagem pelo método dos
elementos finitos. 5. Produção intelectual. I. França,
Bruno Wanderley, orientador. II. Gonçalves Sotelo, Guilherme,
coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Escola de
Engenharia. IV. Título.

CDD - XXX

MARÍLIA DE MELLO AMORIM NOVAIS E SILVA

Estudo de Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico de Transformadores a Seco

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em 10 de Maio de 2024.

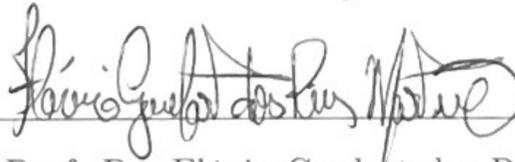
BANCA EXAMINADORA



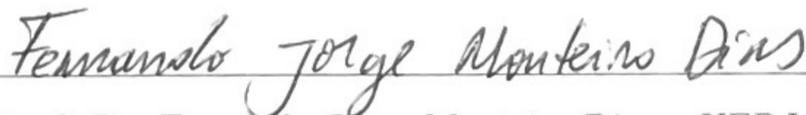
Prof. Dr. Bruno Wanderley França – Orientador, UFF



Prof. Dr. Guilherme Gonçalves Sotelo – Coorientador, UFF



Prof. Dr. Flávio Goulart dos Reis Martins – UFF



Prof. Dr. Fernando Jorge Monteiro Dias – UERJ

Niterói

2024

*Este trabalho é dedicado aos meus pais, Adriana e Altamirando, e às minhas irmãs
Letícia e Renata, pelo apoio e incentivo em todos os momentos.*

Agradecimentos

Gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos às pessoas que de alguma forma contribuíram para a realização desta dissertação.

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Altamirando e Adriana, e às minhas irmãs, Letícia e Renata, por estarem sempre presentes, me apoiando e incentivando durante toda a minha trajetória acadêmica.

Aos meus orientadores, professores Bruno França e Guilherme Sotelo, agradeço por toda a ajuda fornecida nesta dissertação, pela confiança depositada em meu trabalho, e pelos valiosos conhecimentos e sugestões oferecidos ao longo do desenvolvimento deste projeto. Também expresso minha gratidão ao professor Flávio Martins por sua contribuição para o meu crescimento acadêmico durante o período do mestrado.

Aos meus colegas do laboratório NITEE, especialmente a Mateus Caruso, Cauê Nogueira, Matheus Tardin e Victor Monteiro, agradeço pela colaboração e apoio, que foram fundamentais para o meu desenvolvimento pessoal e profissional ao longo desta jornada.

Por fim, sou grata ao meu namorado, Bruno, por toda a paciência e compreensão durante o desenvolvimento do projeto.

Resumo

Sistemas de monitoramento e diagnóstico de transformadores são particularmente importantes na indústria de óleo e gás, onde esses equipamentos desempenham um papel vital no fornecimento de energia a sistemas críticos. Durante sua operação, os transformadores estão sujeitos a estresses elétricos, térmicos, mecânicos e ambientais, condições que aceleram a degradação dos materiais isolantes, principalmente dos seus enrolamentos. É importante identificar esses defeitos em uma fase inicial, para isolar o transformador da rede e minimizar os custos de operação e manutenção.

A detecção de descargas parciais e curto-circuitos entre espiras proporciona um sistema de monitoramento preditivo capaz de acompanhar a evolução dos defeitos do material isolante, fornecendo análises confiáveis sobre a condição do transformador aos operadores em campo.

Nesse contexto, essa dissertação propõe uma modelagem de descargas parciais em transformadores de potência, para investigar a evolução da descarga à medida que o defeito progride até a ocorrência do curto-circuito entre espiras. Essa modelagem se baseia na integração de um modelo implementado pelo método de elementos finitos da descarga parcial e de um modelo em circuitos de transformador para transitórios rápidos. São apresentados os cálculos dos parâmetros do modelo e as limitações encontradas para simulação do modelo no software de elementos finitos *COMSOL Multiphysics*.

Esse trabalho também estabelece uma metodologia para a geração de uma base de dados sintética para treinamento do algoritmo de detecção de curto entre espiras, e apresenta a aplicação do método do Vetor de Park no diagnóstico. Para a geração da base de dados foram desenvolvidos modelos 2D pelo método dos elementos finitos para o transformador saudável e com diferentes casos de curto entre espiras. A metodologia para modelagem do transformador e aplicação do defeito foi validada experimentalmente para um protótipo construído no laboratório.

Essa dissertação busca contribuir para o avanço do conhecimento no desenvolvimento de soluções práticas e eficientes no monitoramento e diagnóstico de transformadores de potência, visando garantir a operação segura e confiável desses equipamentos em ambientes críticos como a indústria de óleo e gás.

Palavras-chave: Diagnóstico de Transformadores, Descargas parciais, Curto-circuito entre espiras, Modelagem pelo Método de Elementos Finitos.

Abstract

Monitoring and diagnostic systems for transformers are particularly important in the oil and gas industry, where these equipment play a vital role in supplying energy to critical systems. During their operation, transformers are subjected to electrical, thermal, mechanical, and environmental stresses, conditions that accelerate the degradation of insulating materials, especially in their windings. It is important to identify these defects at an early stage to isolate the transformer from the network and minimize operating and maintenance costs.

The detection of partial discharges and interturn short-circuits provides a predictive monitoring system capable of tracking the evolution of insulating material defects, providing reliable analyses of the transformer's condition to field operators.

In this context, this dissertation proposes a modeling of partial discharges in power transformers to investigate the evolution of the discharge as the defect progresses to the occurrence of a short-circuit between turns. This modeling is based on the integration of a finite element model of partial discharge and a transformer circuit model for fast transients. The calculations of the model parameters and the limitations encountered for implementing the model in the Comsol Multiphysics finite element software are presented.

This work also establishes a methodology for generating a synthetic database for training the algorithm for detecting interturn short-circuits and presents the application of the Park Vector method in diagnosing interturn short-circuits. To generate the database, 2D models were developed using the finite element method for the healthy transformer and with different cases of interturn short-circuits. The methodology for modeling the transformer and applying the defects was experimentally validated for a prototype built in the laboratory.

This dissertation seeks to contribute to the advancement of knowledge in the development of practical and efficient solutions for the monitoring and diagnosis of power transformers, aiming to ensure the safe and reliable operation of these equipment in critical environments such as the oil and gas industry.

Keywords: Transformer Diagnosis, Partial Discharge, Interturn short-circuits, Finite Element Method Modeling.

Lista de Figuras

1.1	Proposta de evolução da deterioração do sistema de isolamento de transformadores de potência.	3
1.2	Arquitetura da solução do sistema para diagnóstico da condição do isolamento de transformadores a seco.	4
2.1	Transformador monofásico com fonte de tensão no primário e secundário aberto.	9
2.2	Transformador monofásico com fonte de tensão no primário e carga no secundário.	10
2.3	Transformador trifásico com núcleo de três pernas.	11
2.4	Esquemático da conexão Y-Y.	12
2.5	Esquemático da conexão Y- Δ	13
2.6	Esquemático da conexão Δ -Y.	13
2.7	Esquemático da conexão $\Delta - \Delta$	14
2.8	Partes constituintes de um transformador a seco de média tensão.	15
2.9	Ilustração de um transformador trifásico com núcleo tipo envolvido.	16
2.10	Ilustração de um transformador trifásico com núcleo tipo envolvente	16
2.11	Domínios magnéticos em um material ferromagnético.	17
2.12	Curva de magnetização CC para um núcleo.	18
2.13	Curva BH CC para um núcleo ferromagnético.	19
2.14	Laço de histerese para um núcleo ferromagnético.	19
2.15	Laminação do núcleo para redução das perdas por corrente parasita.	20
2.16	Posicionamento dos enrolamentos no núcleo.	21

2.17	Curva representativa da taxa de falhas em transformadores em função do tempo.	22
2.18	Distribuição de falhas em transformadores.	23
2.19	Descarga Parciais (DPs) do tipo (a) descarga interna, (b) descarga superficial e (c) corona.	25
2.20	Diagrama relacionado a fase para descargas superficiais.	27
2.21	Diagrama relacionado a fase para cavidade no dielétrico em contato com o eletrodo.	27
2.22	Diagrama relacionado a fase para cavidade no dielétrico sem contato com o eletrodo.	28
2.23	Diagrama relacionado a fase para cavidade no dielétrico sem contato com o eletrodo e com superfície modificada pelas descargas.	28
2.24	Separação dos dados da medição de descargas parciais em clusters.	30
2.25	Componentes do Vetor de Park das corrente diferenciais de um transformador nas condições saudável, com curto na fase A, com curto na fase B e com curto na fase C.	33
3.1	Geometria do modelo 2D de descarga parcial.	35
3.2	Circuito equivalente de um segmento de uma bobina de transformador.	36
3.3	Modelo de transformador baseado na teoria de linhas de transmissão multifásicas.	38
3.4	Geometria 3D utilizada para o cálculo de parâmetros do modelo.	42
3.5	Seção transversal de uma bobina de transformador.	43
4.1	Geometria do transformador sadio.	51
4.2	Malha aplicada a geometria do transformador.	52
4.3	Definição da condutividade do núcleo no COMSOL.	52
4.4	Ilustração do plano de corte de um enrolamento para a configuração de condutores multivolta homogeneizados.	53
4.5	Classificação das subdivisões das bobinas de alta tensão.	53
4.6	Subdivisão do enrolamento para aplicação de curto-circuito na bobina A1.	54

4.7	Conexão dos enrolamentos do transformador.	56
4.8	Exemplo de uma elipse parametrizada.	57
4.9	Transformador trifásico construído.	58
4.10	Arranjo experimental.	59
4.11	Modelo 2D do transformador trifásico construído.	59
4.12	Elipses obtidas para os casos sadio e com curto na fase A.	61
4.13	Elipses obtidas para os casos sadio e com curto na fase B.	61
4.14	Elipses obtidas para os casos sadio e com curto na fase C.	62
4.15	Comparação das elipses obtidas para os casos de 2 espiras em curto nas fase A, B e C.	62
4.16	Elipses obtidas para os casos sadio e 2 espiras em curto com carga nominal e 50% da carga nominal.	63
4.17	Elipses obtidas para os casos sadio e com 1, 3, 7, 12, 17 e 20 espiras em curto na fase C.	64
A.1	Matriz de capacitâncias.	74
A.2	Matriz de indutâncias.	75
A.3	Resistências DC.	75

Lista de Tabelas

2.1	Características dos principais métodos utilizados na investigação de DPs em transformadores de potência.	26
2.2	Comparação entre as estratégias de detecção de curto-circuito entre espiras	32
4.1	Características elétricas do transformador.	50
4.2	Casos simulados de curto-circuito entre espiras no transformador	55
4.3	Comparação do Raio Principal.	64
4.4	Comparação do Raio Secundário.	64

Lista de Abreviaturas e Siglas

DP	Descarga Parcial	vii
UHF	<i>Ultra High Frequency</i>	25
CEE	Curto-circuito entre Espiras	2
ML	<i>Machine Learning</i>	5
3CFRD	<i>3-Center-Frequency-Relation-Diagram</i>	29
FMM	Força Magnetomotriz	10
DGA	<i>Dissolved Gas Analysis</i>	25
MEF	Método de Elementos Finitos	49

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Motivação e Objetivos	4
1.2	Contribuições da Pesquisa	5
1.3	Produções Científicas	6
1.4	Estrutura dos Capítulos Seguintes	6
2	Fundamentação Teórica	8
2.1	Transformadores de Potência	8
2.1.1	Princípio de Funcionamento	8
2.1.2	Aspectos Construtivos de Transformadores a Seco de Potência	15
2.1.3	Defeitos em Transformadores	21
2.2	Evolução da Deterioração do Isolamento dos Enrolamentos de Transformadores	24
2.2.1	Descargas Parciais	24
2.2.1.1	Métodos de Detecção de DPs	25
2.2.2	Curto-circuito entre espiras	31
2.2.2.1	Diagnóstico de Curto-circuito entre Espiras	31
2.2.2.2	Transformada Complexa Espacial (Vetor de Park)	31
3	Modelagem de Descargas Parciais em Transformadores de Potência	34
3.1	Apresentação do Modelo 2D de Descarga Parcial	34
3.2	Modelo de Transformador para Transitórios Rápidos	35

3.2.1	Modelos de parâmetros distribuídos	37
3.2.2	Modelos de parâmetros concentrados	38
3.2.2.1	Modelo em espaço de estados	39
3.2.2.2	Modelo por análise nodal	40
3.2.3	Obtenção de Parâmetros	40
3.2.3.1	Discretização Mínima	41
3.2.3.2	Capacitâncias	41
3.2.3.3	Indutâncias próprias e mútuas	44
3.2.3.4	Resistências	46
3.3	Limitações Encontradas para Implementação do Modelo no COMSOL	47
4	Modelagem 2D do Transformador para Obtenção do Banco de Dados Sintéticos para Diagnóstico de CEE	49
4.1	Modelagem do Transformador de Média Tensão pelo Método de Elementos Finitos (MEF)	50
4.1.1	Geometria do Modelo do Transformador	50
4.2	Geração da Base de Dados Sintéticos	54
4.3	Aplicação do Método do Vetor de Park	55
4.4	Validação Experimental	58
4.5	Resultados	60
4.5.1	Transformador de Média Tensão	60
4.5.2	Comparação entre Resultados Experimentais e Simulados	63
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	66
5.1	Conclusões	66
5.2	Trabalhos Futuros	67
	Referências	68

Apêndice A – Parâmetros calculados para o transformador de média tensão 74

Capítulo 1

Introdução

Os transformadores de potência são fundamentais nos sistemas de potência, conectando diferentes partes do sistema e assegurando uma transmissão eficiente de energia em diferentes níveis de tensão. Esses equipamentos são um dos ativos mais caros nas subestações de distribuição de energia e estão sujeitos a diversos tipos de falhas, que podem resultar em distúrbios no sistema e interrupções imprevistas do fornecimento de energia elétrica. Essas falhas podem acarretar perdas financeiras significativas devido à interrupção do fornecimento de energia, danos a outros equipamentos e a necessidade de substituição ou manutenção do transformador com defeito [1, 2].

Na indústria de óleo e gás, onde as condições operacionais podem ser desafiadoras e a segurança é uma prioridade, os transformadores a seco são frequentemente considerados os mais indicados. Utilizando o ar ambiente para refrigeração, eles reduzem os riscos de incêndio e proporcionam maior confiabilidade e segurança para as instalações, aspectos críticos nas operações dessa indústria. Além disso, os transformadores a seco desfrutam de benefícios como maior resistência mecânica e dispensam a necessidade de equipamentos adicionais, como poços de infusão de óleo e equipamentos de combate a incêndio [3].

Com o aumento da complexidade das plantas elétricas offshore, tem-se observado uma tendência crescente no emprego de transformadores a seco com valores de potência cada vez maiores. Isso se deve, em parte, à capacidade desses transformadores de lidar com as demandas operacionais específicas desse ambiente. A capacidade de monitoramento do estado de operação desses transformadores torna-se uma ferramenta estratégica para aumentar a confiabilidade do sistema elétrico, sua robustez e segurança. Ao identificar precocemente quaisquer problemas potenciais, é possível realizar intervenções de manutenção preventiva de forma mais eficaz, potencialmente reduzindo os custos totais de manutenção e aumentando a disponibilidade operacional da instalação.

Quanto às origens e consequências dos defeitos nos transformadores, estes podem ser atribuídos a danos no processo de fabricação e aos estresses elétricos, mecânicos, térmicos e ambientais aos quais estão sujeitos durante a operação [4]. As principais fontes de esforços elétricos que contribuem para o surgimento de defeitos são as sobretensões e os curtos-circuitos, que aceleram a degradação dos materiais isolantes, reduzindo a vida útil dos transformadores. Persistindo essas condições, as falhas podem se agravar, resultando na perda de regulação e queda no rendimento do equipamento, e eventualmente levando o transformador a sofrer um curto-circuito interno, resultando em danos severos aos seus enrolamentos.

Um efeito que pode ser observado com a degradação do isolamento de equipamentos de alta e média tensão é a ocorrência de Descargas Parciais (DPs) [5]. Se não detectadas a tempo, essas DPs podem levar à deterioração completa do sistema de isolamento. Conforme definido pela norma internacional IEC60270, as descargas parciais são eventos de descargas elétricas localizadas que ocorrem em um material isolante entre dois condutores, resultando em um curto-circuito parcial, podendo ou não estar adjacente a um dos condutores [6].

A ocorrência de descargas parciais está diretamente relacionada com a degradação do isolamento dos condutores que compõem as espiras dos enrolamentos dos transformadores [7]. Com o passar do tempo, a ocorrência das DPs se intensifica e essa degradação pode se desenvolver em curtos locais, chamados de Curto-circuito entre Espiras (CEE). Alguns trabalhos investigam a progressão das DPs em CEE [8, 9], no entanto, até o momento, não foi encontrada na literatura uma técnica que possa mapear a evolução do processo de degradação do isolante até a ocorrência de CEE.

Com a intensificação dos CEE, surgem pontos quentes nos enrolamentos, conhecidos como *Hot spots*, que podem indicar a necessidade de retirada de operação e manutenção do transformador [10]. Caso o transformador nessas condições não seja retirado de operação, o defeito pode progredir, causando uma falha grave e a destruição do equipamento. A Figura 1.1 mostra uma proposta de evolução da deterioração do sistema de isolamento de transformadores de potência.

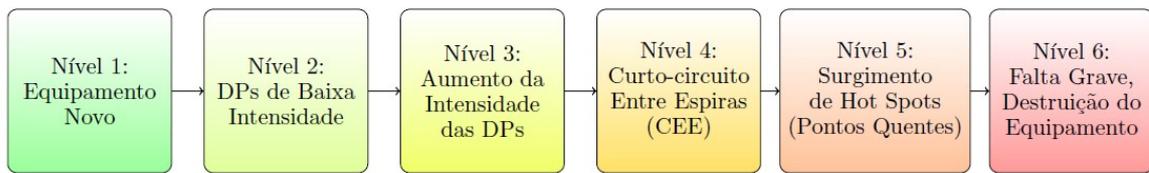


Figura 1.1: Proposta de evolução da deterioração do sistema de isolamento de transformadores de potência.

Diversos métodos podem ser aplicados para identificar a condição do isolamento de transformadores, utilizando análises de grandezas elétricas, térmicas, acústicas e químicas [11]. A detecção de descargas parciais oferece uma vantagem significativa, fornecendo um sistema preditivo capaz de antecipar o surgimento de defeitos. Além disso, a detecção de curtos-circuitos entre as espiras é importante para avaliar se já há falhas nos enrolamentos, indicando a necessidade de manutenção [12]. Ao realizar diagnósticos de descargas parciais e curtos-circuitos entre espiras, é possível estabelecer um sistema que acompanha a evolução dos defeitos no equipamento, fornecendo análises confiáveis sobre a condição do transformador aos operadores em campo.

O diagnóstico da condição de operação dos transformadores pode ser realizado de duas maneiras: *offline*, com o transformador fora de operação, ou *online*, enquanto o transformador ainda está em funcionamento. Na indústria de óleo e gás, é preferível utilizar sistemas de diagnóstico *online*, uma vez que retirar os transformadores de operação pode resultar na paralisação parcial ou total das atividades da planta, causando significativas perdas produtivas.

Este trabalho é parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D), no qual foi elaborada uma solução para o monitoramento e diagnóstico de transformadores com invólucro de proteção IP23. Os diagnósticos *online* envolvem a conexão do dispositivo desenvolvido diretamente ao transformador, possibilitando que suas informações sejam acessadas por um computador no local. Um programa de código aberto irá auxiliar o operador durante o processo de diagnóstico e, após o tempo necessário para a coleta e análise de dados, os resultados relativos ao estado operacional do equipamento serão apresentados na tela para simplificar a avaliação e fornecer suporte na tomada de decisões.

O sistema de diagnóstico está ilustrado na Figura 1.2. Ele é composto por sensores para medir as tensões e correntes do transformador, um acoplador capacitivo para obter os sinais de DPs, módulos de comunicação e um notebook com o algoritmo de diagnóstico para analisar a condição do transformador monitorado.

Para a comunicação, são apresentados na Figura 1.2 a Unidade de Aquisição de Sinais (UAS) e o Concentrador de Dados. A UAS é a parte do sistema responsável pela digitalização sincronizada das formas de onda de tensão, corrente e descargas parciais. O concentrador de dados é responsável pela sincronização, captura e armazenamento de dados.

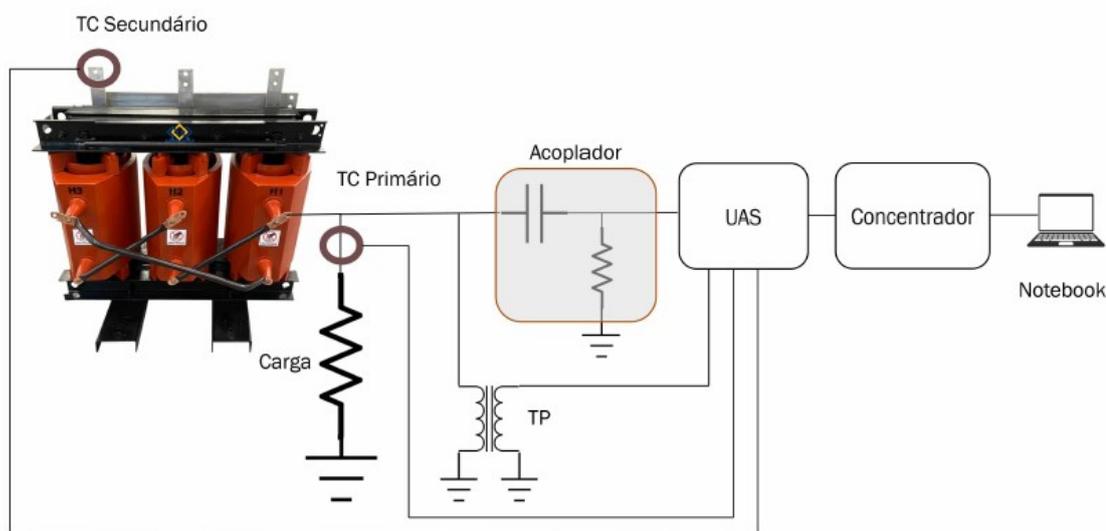


Figura 1.2: Arquitetura da solução do sistema para diagnóstico da condição do isolamento de transformadores a seco.

1.1 Motivação e Objetivos

O diagnóstico de descargas parciais e curtos-circuitos entre espiras em transformadores a seco é fundamental para identificar precocemente defeitos nos enrolamentos que podem levar a paradas críticas no futuro, sinalizando assim a necessidade de manutenção preventiva. Sistemas de monitoramento e diagnóstico são particularmente importantes na indústria de óleo e gás, onde esses transformadores desempenham um papel vital no fornecimento de energia a sistemas críticos. Nesse contexto, garantir a operação ininterrupta e confiável do sistema de suprimento de energia torna-se uma prioridade para a continuidade das operações.

Este trabalho é parte de um projeto de P&D, no qual foi desenvolvida uma solução para o monitoramento e diagnóstico de transformadores com invólucro de proteção IP23. Essa solução detecta DPs e CEE, permitindo o acompanhamento da evolução desses defeitos e fornecendo suporte para tomada de decisões durante a operação.

O algoritmo de detecção de curto entre espiras é fundamentado em modelos de

Machine Learning (ML). Utilizando dados de corrente e tensão do transformador, esses modelos conseguem identificar padrões anômalos indicativos de CEE. Detalhes sobre a concepção do diagnóstico, técnicas de processamento de dados, os algoritmos de ML empregados e os testes preliminares foram apresentados na dissertação de Mateus Caruso (2023) [13].

Os algoritmos de ML demandam um banco de dados de treinamento robusto para aprender a reconhecer padrões e realizar previsões precisas. No entanto, adquirir esse banco de dados de forma experimental pode ser uma tarefa demorada e dispendiosa, devido à necessidade de replicar diversas condições operacionais e defeitos potenciais. Nesse sentido, a obtenção de uma base de dados sintética para o treinamento dos algoritmos de diagnóstico, obtida a partir de modelos computacionais que reproduzem a característica do processo de degradação do transformador tais como as DPs e o CEE, é de grande valia para a pesquisa e o desenvolvimento da solução. Este trabalho aborda a modelagem computacional em software de elementos finitos do transformador, a metodologia para geração de uma base de dados sintética utilizada no treinamento do algoritmo de detecção de CEE, e a aplicação do método do Vetor de Park para diagnosticar CEE. Também é apresentada a validação experimental do modelo proposto.

Além disso, para investigar a evolução de DPs em transformadores de potência, propõe-se uma modelagem de DPs nos enrolamentos dos transformadores. Esta proposta integra a modelagem da DP em elementos finitos e o modelo de parâmetros concentrados de transformadores para transientes rápidos. Também são apresentadas as limitações técnicas encontradas na implementação da modelagem no software COMSOL *Multiphysics*.

1.2 Contribuições da Pesquisa

Este trabalho tem como objetivo contribuir para o avanço do conhecimento no desenvolvimento de sistemas de monitoramento e diagnóstico de transformadores de potência. Para alcançar esse objetivo, esta dissertação de mestrado apresenta duas principais contribuições:

- **Validação Experimental do Modelo de Transformador com Curto-Circuitos entre Espiras:** Foi simulado pelo método dos elementos finitos um modelo 2D de transformador. Neste modelo, foi aplicada uma metodologia para inserção do curto entre espiras nos enrolamentos primários. A principal contribuição desta parte do trabalho é a validação experimental do modelo utilizado, considerando diferentes

casos de defeitos.

- **Modelo de Transformador para Análise de Descargas Parciais:** Embora a literatura existente inclua modelos de descargas parciais (DP) isoladas, há uma lacuna na modelagem de DP em equipamentos como transformadores de potência. Esta pesquisa propõe a integração da modelagem de DP em elementos finitos com o modelo de parâmetros concentrados de transformadores para transientes rápidos.

1.3 Produções Científicas

O seguinte artigo, oriundo da pesquisa realizada durante essa dissertação, foi publicado e apresentado durante a Offshore Technology Conference Brasil - OTC2023 em outubro de 2023. Nele, o sistema de diagnóstico é discutido de maneira abrangente, destacando sua aplicação na indústria de óleo e gás.

Monitoring and Diagnostic System for Dry-type Transformers Using Machine Learning Techniques. F. Martins, Y.Lopes, B.França, V.Ferreira, G.G. Sotelo, A.A.Augusto, A.C.Colombini, A.C.Pinho, M.Mello, M.Costa, C.Nogueira, N.daSilva, A.Melo, A.Souares, Universidade Federal Fluminense; D.Fernandes, Nowy Tecnologia.
<http://dx.doi.org/10.4043/32700-MS>

1.4 Estrutura dos Capítulos Seguintes

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos. O Capítulo 2 aborda a Conceituação Teórica, onde são discutidos o princípio de funcionamento, os aspectos construtivos e os principais defeitos dos transformadores de potência. Além disso, são explorados os principais métodos de detecção de descargas parciais e curtos-circuitos entre espiras, com destaque para o método do Vetor de Park.

O Capítulo 3 introduz o modelo 2D de descarga parcial implementado no software Comsol, assim como o estudo sobre modelos de transformadores para transitórios rápidos. Também são abordadas as dificuldades encontradas na implementação do modelo de parâmetros concentrados do transformador no Comsol.

No Capítulo 4, são abordados a modelagem 2D do transformador, a geração da base de dados e a aplicação do método do Vetor de Park, a validação experimental do modelo de transformador proposto, seguidos por uma análise dos resultados obtidos a partir das

simulações realizadas. Por fim, no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões derivadas dos resultados obtidos e também são delineados os trabalhos futuros. As referências bibliográficas são apresentadas ao final do trabalho.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

2.1 Transformadores de Potência

Os transformadores são dispositivos que transferem energia elétrica entre dois sistemas utilizando o princípio da indução eletromagnética [14]. Existem diversas categorias de transformadores, que abrangem desde os de potência e distribuição até os autotransformadores, transformadores de medida e de sinal, cada um projetado para atender a necessidades e aplicações específicas. Além disso, os transformadores podem variar de acordo com suas características construtivas, como o tipo de isolante utilizado, tais como transformadores a seco, imersos em óleo ou encapsulados em resina epóxi. Essa escolha é determinada pelo ambiente de operação e pelas exigências técnicas do sistema elétrico.

Os transformadores a seco de potência são o foco de aplicação desta dissertação, onde seus princípios de funcionamento, aspectos construtivos e principais fontes de defeitos serão descritos nesta seção.

2.1.1 Princípio de Funcionamento

O funcionamento dos transformadores baseia-se no princípio da indução eletromagnética, formulado por Faraday em 1831. Segundo a Lei de Faraday, quando há uma variação do fluxo magnético através de uma espira condutora, uma tensão é induzida, sendo seu valor diretamente proporcional à taxa de variação do fluxo em relação ao tempo.

A Figura 2.1 apresenta o esquemático de um transformador monofásico, no qual foi aplicada uma tensão alternada v_1 nos terminais do enrolamento primário e o enrolamento secundário foi mantido em aberto (sem carga). Devido a tensão aplicada ao primário, uma corrente de excitação (i_ϕ) será estabelecida, resultando em um fluxo alternado dependente

da amplitude da tensão, da frequência da tensão aplicada e do número de espiras do enrolamento primário.

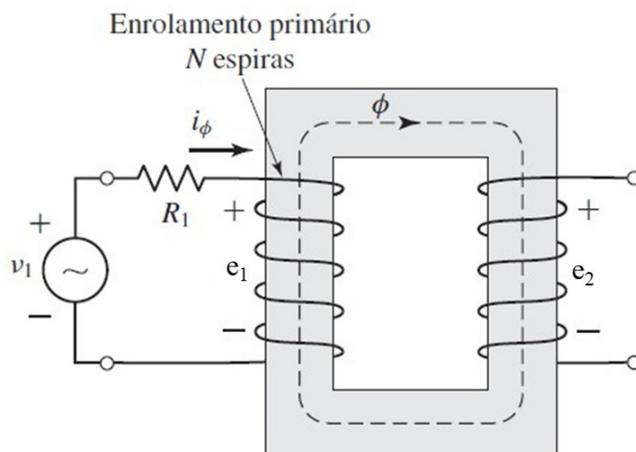


Figura 2.1: Transformador monofásico com fonte de tensão no primário e secundário aberto [15].

O fluxo produzido induz uma força eletromotriz (FEM) e_1 no primário dada por:

$$e_1 = \frac{d\lambda_1}{dt} = N_1 \frac{d\varphi}{dt} \quad (2.1)$$

Onde, λ_1 é o fluxo concatenado do enrolamento primário; φ é o fluxo no núcleo que enlaça os enrolamentos primário e secundário; e N_1 é o número de espiras do enrolamento primário.

O fluxo do núcleo também enlaça o secundário produzindo uma FEM induzida e_2 no enrolamento secundário dada por:

$$e_2 = N_2 \frac{d\varphi}{dt} \quad (2.2)$$

Para obter algumas relações básicas dos transformadores, vamos considerar um modelo ideal. Neste modelo, as resistências dos enrolamentos são desprezíveis ($R_1 = 0\Omega$) e a permeabilidade magnética do núcleo é muito maior do que a do ar, sem apresentar saturação ou histerese, o que garante que o fluxo magnético esteja completamente confinado ao núcleo, sem dispersões. Além disso, no modelo ideal, não há perdas no núcleo. Devido a essas suposições, a tensão aplicada ao primário v_1 é igual a tensão induzida e_1 em seus enrolamentos. Com essas considerações, a partir da razão entre as equações 2.1 e 2.2 podemos obter a relação 2.3, na qual pode-se observar que as tensões do primário e

do secundário são diretamente proporcionais ao número de espiras dos seus enrolamentos.

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.3)$$

Se uma carga for conectada ao secundário, como na Figura 2.2, vai aparecer uma corrente i_2 para alimentar essa carga. Essa corrente estabelece uma Força Magnetomotriz (FMM) no secundário, dada por $FMM = N_2 i_2$. Como a FMM líquida que atua no núcleo deve permanecer desprezível, as correntes i_1 e i_2 devem satisfazer a equação 2.4.

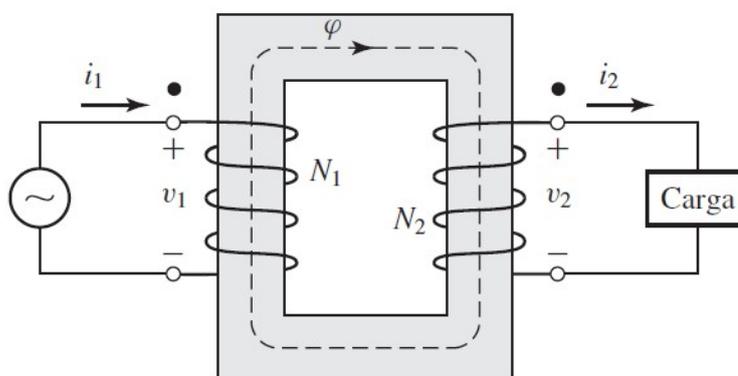


Figura 2.2: Transformador monofásico com fonte de tensão no primário e carga no secundário [15].

$$N_1 i_1 - N_2 i_2 = 0 \quad (2.4)$$

A partir desta equação, podemos obter a relação 2.5, onde é possível observar que as correntes do primário e do secundário são inversamente proporcionais a quantidade de espiras dos seus enrolamentos.

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.5)$$

Como foi visto, a relação entre o número de espiras do primário e do secundário determina como as tensões e correntes são transformadas entre os enrolamentos. Desta forma, a relação de transformação (α) é definida como o quociente entre o número de espiras no enrolamento primário (N_1) e o número de espiras no enrolamento secundário (N_2), expressa pela fórmula:

$$\alpha = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.6)$$

Partindo das equações 2.3 e 2.5, tem-se que:

$$v_1 i_1 = v_2 i_2 \quad (2.7)$$

Ou seja, a potência instantânea de entrada no primário p_1 é igual à potência instantânea de saída do secundário p_2 , uma vez que está sendo considerado um transformador ideal, onde as perdas são desprezadas. Essa relação é expressa na equação 2.8.

$$p_1 = p_2 \quad (2.8)$$

Nos dias de hoje, os principais sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia são sistemas trifásicos de corrente alternada (CA). Os transformadores trifásicos são essenciais nesses sistemas para a transmissão eficiente de energia. Esses transformadores podem ser construídos de duas maneiras: utilizando três transformadores monofásicos e conectando-os em um banco trifásico ou construindo um transformador trifásico com três enrolamentos primários e três enrolamentos secundários que envolvem um núcleo comum. Um exemplo deste último caso está ilustrado na Figura 2.3.

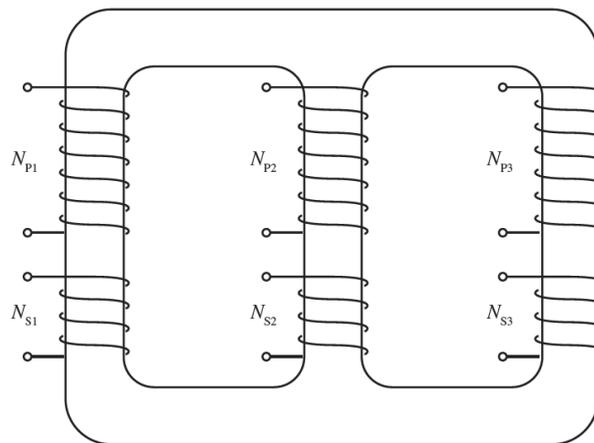


Figura 2.3: Transformador trifásico com núcleo de três pernas [16].

Os transformadores trifásicos podem ser analisados como três transformadores monofásicos, obedecendo as características de funcionamento já apresentadas anteriormente para as tensões e correntes de fase (sobre cada enrolamento). No entanto, essas relações podem ser expressas de forma diferente ao serem consideradas as grandezas de linha de

cada conexão.

As conexões mais usuais para os enrolamentos primários e secundários são as chamadas configurações estrela (Y) e triângulo (Δ). Desta forma, a partir dessas conexões, os transformadores trifásicos possuem quatro configurações possíveis de ligação:

1. Estrela-estrela (Y-Y): Primário conectado em estrela e secundário conectado em estrela (Figura 2.4).

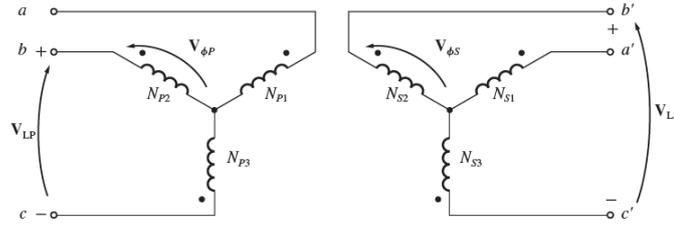


Figura 2.4: Esquemático da conexão Y-Y [15].

Nessa conexão, a relação entre a tensão de fase e a tensão de linha no primário ($V_{\phi P}$ e V_{LP} , respectivamente) e no secundário ($V_{\phi S}$ e V_{LS} , respectivamente) do transformador são dadas por:

$$V_{\phi P} = \frac{V_{LP}}{\sqrt{3}} \quad (2.9)$$

$$V_{\phi S} = \frac{V_{LS}}{\sqrt{3}} \quad (2.10)$$

Portanto, a relação de transformação do transformador com essa conexão é:

$$\alpha = \frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} \quad (2.11)$$

2. Estrela-triângulo (Y- Δ): Primário conectado em estrela e secundário conectado em delta (Figura 2.5).

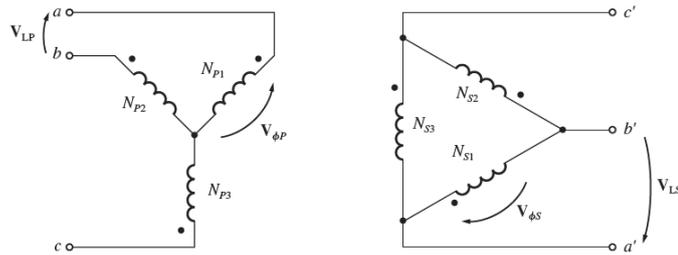


Figura 2.5: Esquemático da conexão Y- Δ [15].

Nessa conexão, a relação entre a tensão de fase e a tensão de linha no primário e no secundário do transformador são dadas por:

$$V_{\phi P} = \frac{V_{LP}}{\sqrt{3}} \quad (2.12)$$

$$V_{\phi S} = V_{LS} \quad (2.13)$$

Portanto, a relação de transformação do transformador para essa conexão é:

$$\alpha = \frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} = \frac{V_{LP}}{\sqrt{3}V_{LS}} \quad (2.14)$$

A ligação da Figura 2.5 adianta a tensão do secundário em relação à tensão do primário em 30° .

3. Triângulo-estrela (Δ -Y): Primário conectado em triângulo e secundário conectado em estrela (Figura 2.6).

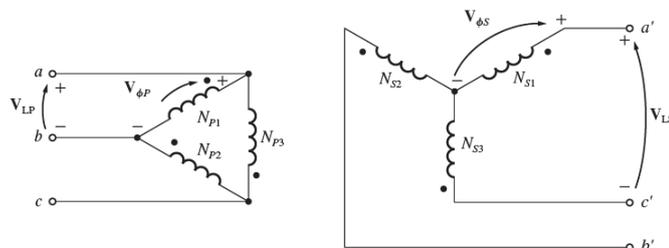


Figura 2.6: Esquemático da conexão Δ -Y [15].

Nessa conexão, a relação entre a tensão de fase e a tensão de linha no primário e no secundário do transformador são dadas por:

$$V_{\phi P} = V_{LP} \quad (2.15)$$

$$V_{\phi S} = \frac{V_{LS}}{\sqrt{3}} \quad (2.16)$$

Portanto, a relação de transformação do transformador para essa conexão é:

$$\alpha = \frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} = \frac{\sqrt{3}V_{LP}}{V_{LS}} \quad (2.17)$$

A ligação da Figura 2.6 atrasa a tensão do secundário em relação à tensão do primário em 30° .

4. Triângulo-triângulo ($\Delta-\Delta$): Primário conectado em triângulo e secundário conectado em triângulo (Figura 2.7).

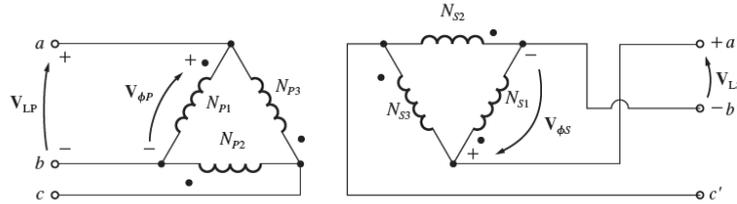


Figura 2.7: Esquemático da conexão $\Delta - \Delta$ [15].

Nessa conexão, a relação entre a tensão de fase e a tensão de linha no primário e no secundário do transformador são dadas por:

$$V_{\phi P} = V_{LP} \quad (2.18)$$

$$V_{\phi S} = V_{LS} \quad (2.19)$$

Portanto, a relação de transformação do transformador para essa conexão é:

$$\alpha = \frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} = \frac{V_{LP}}{V_{LS}} \quad (2.20)$$

2.1.2 Aspectos Construtivos de Transformadores a Seco de Potência

Os transformadores de potência são formados por diferentes componentes, cada um com características próprias, de acordo com suas aplicações e valores nominais de operação. A Figura 2.8 mostra as partes constituintes de um transformador a seco de média tensão.

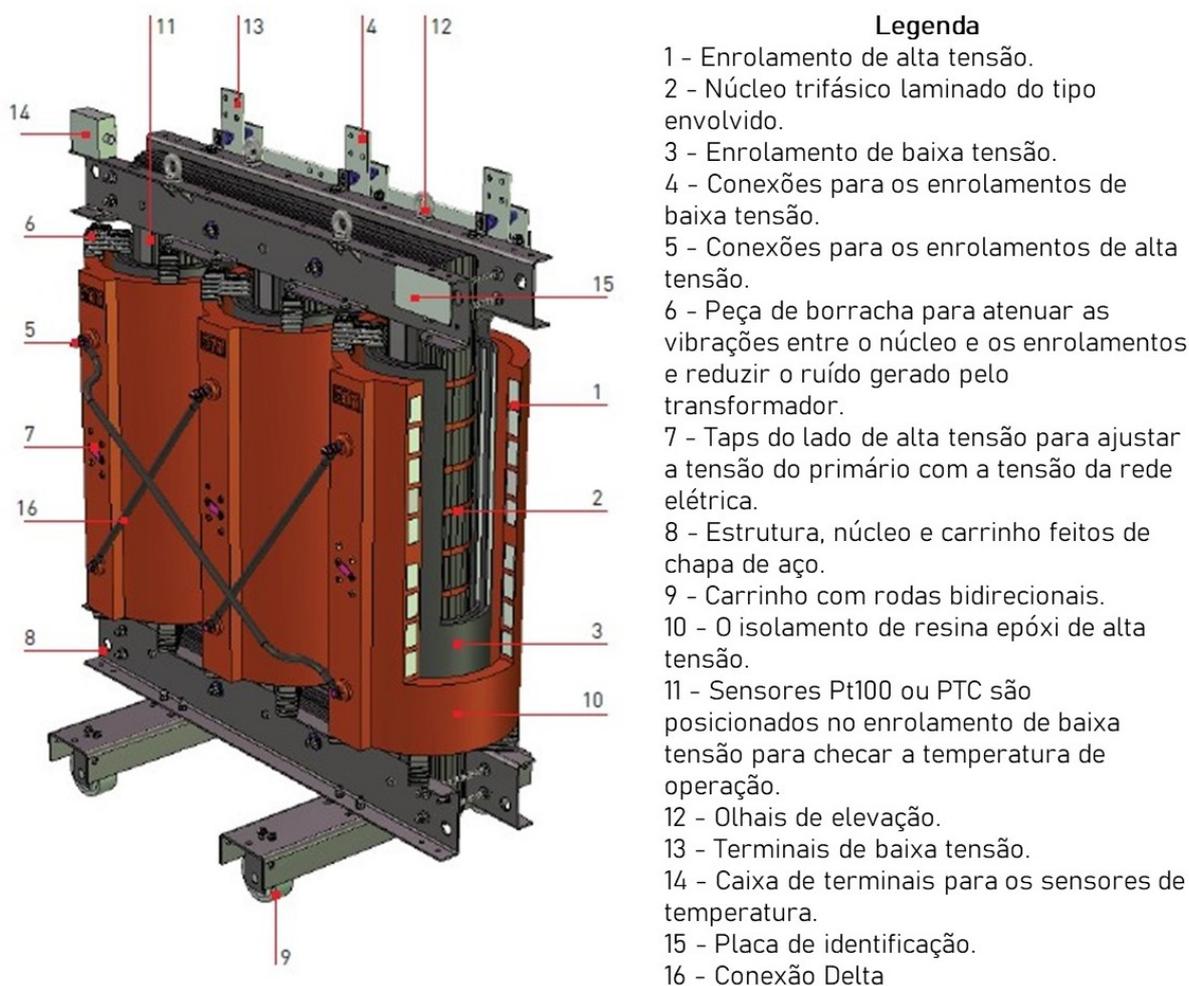


Figura 2.8: Partes constituintes de um transformador a seco de média tensão [17].

Os núcleos dos transformadores são constituídos por materiais ferromagnéticos, como o aço silício, que oferecem alta permeabilidade magnética, baixas perdas magnéticas e boa resistência mecânica. Desta forma, é possível delimitar e direcionar o caminho dos campos magnéticos, maximizar o acoplamento entre os enrolamentos e diminuir a corrente de excitação necessária para a operação do transformador.

O circuito magnético dos transformadores podem ser de diferentes tipos, mas os mais utilizados são o núcleo do tipo envolvido (*core type*) e o núcleo do tipo envolvente (*shell*

type). O núcleo tipo envolvido, como pode ser visto na Figura 2.9, é o mais utilizado no mercado. Nesta construção, o núcleo possui três pernas e cada perna contém uma bobina de alta e uma de baixa de uma fase.

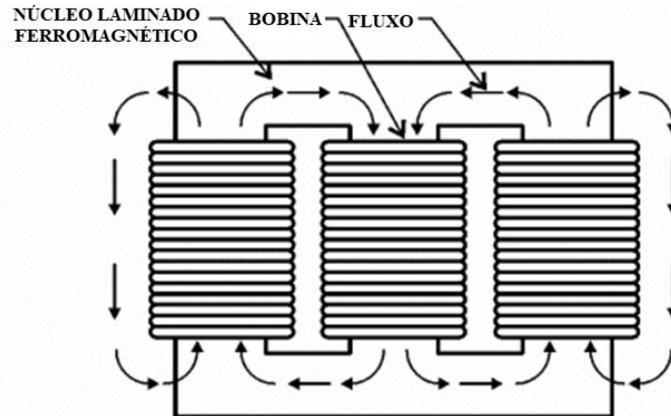


Figura 2.9: Ilustração de um transformador trifásico com núcleo tipo envolvido [18].

Em um transformador do tipo casca (*shell type*), como mostrado na Figura 2.10, uma estrutura envolvente é formada ao redor das bobinas pelo núcleo. Neste formato, as bobinas estão posicionadas no interior da estrutura, ao contrário do formato de núcleo envolvido, onde as bobinas estão dispostas externamente.

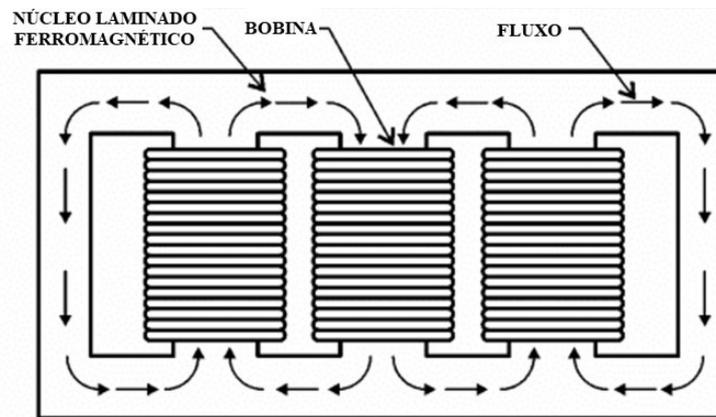
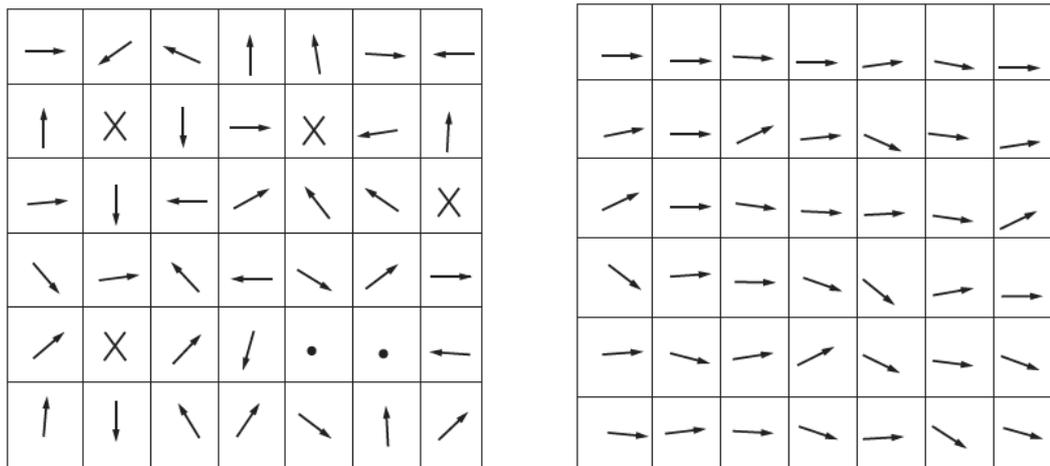


Figura 2.10: Ilustração de um transformador trifásico com núcleo tipo envolvente [18].

A permeabilidade magnética (μ) representa a facilidade de se magnetizar um material. Ela é definida pela equação 2.21, que relaciona as grandezas intensidade de campo magnético (H) e densidade de fluxo magnético (B).

$$B = \mu H \quad (2.21)$$

A permeabilidade magnética é não linear nos materiais ferromagnéticos. É a de que a estrutura cristalina do material possui momentos magnéticos individuais, chamados de domínios magnéticos. Quando o material ferromagnético não está magnetizado, os domínios magnéticos estão orientados de forma aleatória, como pode ser visto na Figura 2.11 (a), resultando um momento magnético resultante. No entanto, quando o material é magnetizado, os momentos magnéticos dos domínios se alinham na direção do campo aplicado, resultando no aumento da magnetização no interior do material.



(a) Material ferromagnético não magnetizado.

(b) Material ferromagnético magnetizado

Figura 2.11: Domínios magnéticos em um material ferromagnético [16].

Essa característica dos materiais ferromagnéticos pode ser observada na curva de saturação, também chamada de curva de magnetização, do material. Para se obter a curva de magnetização de um núcleo ferromagnético, é aplicada uma corrente contínua (CC) a um dos enrolamentos, aumentando de zero até a máxima corrente que pode ser aplicada. O gráfico do fluxo produzido no núcleo versus a FMM que o produz pode ser visto na Figura 2.12.

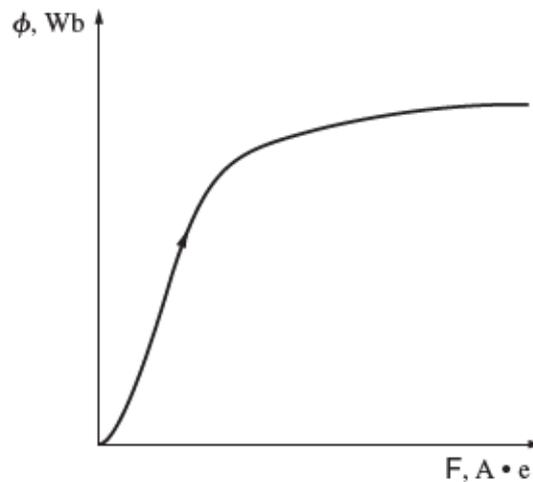


Figura 2.12: Curva de magnetização CC para um núcleo [16].

Na parte inicial da curva, um aumento na força magnetomotriz produz um grande aumento no fluxo resultante. Isso ocorre porque, nessa região, os domínios magnéticos estão se alinhando com o campo magnético aplicado, contribuindo para o aumento da densidade do fluxo magnético. No entanto, a partir de um certo ponto, aumentar a FMM resulta em aumentos de fluxo cada vez menores, uma vez que a maioria dos domínios já se encontra alinhada com o campo aplicado. Essa região da curva, em que não há variação significativa de fluxo, é chamada de região de saturação. A região onde o fluxo magnético aumenta rapidamente é chamada região não saturada da curva. A região de transição entre as regiões não saturada e saturada é conhecida como joelho da curva.

A intensidade de campo magnético (H) é diretamente proporcional à força magnetomotriz e a densidade de fluxo magnético (B) é diretamente proporcional ao fluxo. Assim, a relação entre B e H para um material ferromagnético, como visto na Figura 2.13, tem a mesma forma que o gráfico da Figura 2.12. De acordo com a equação 2.21, a inclinação da curva de densidade de fluxo versus a intensidade de campo magnético é, por definição, a permeabilidade magnética do núcleo. Com o aumento da intensidade de campo magnético o valor da permeabilidade diminui até assumir um valor próximo a permeabilidade magnética do ar, quando o núcleo entra em saturação.

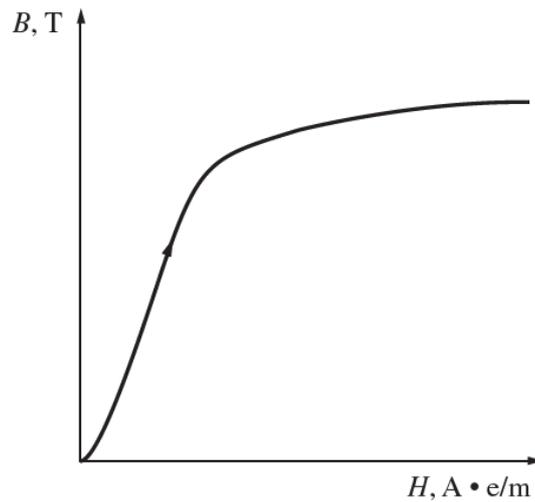


Figura 2.13: Curva BH CC para um núcleo ferromagnético [16].

Quando a força magnetomotriz é reduzida, os domínios magnéticos não retornam completamente a ter direções aleatórias, retendo parte do alinhamento. Como resultado, quando a FMM é reduzida a zero, ainda se pode observar um fluxo residual no núcleo. Esse fenômeno é conhecido como histerese magnética e pode ser visualizado na Figura 2.14, onde o fluxo segue um caminho diferente ao ser reduzido do que aquele percorrido ao ser aumentado.

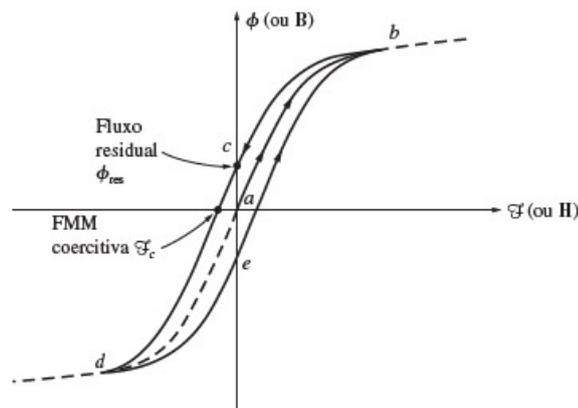
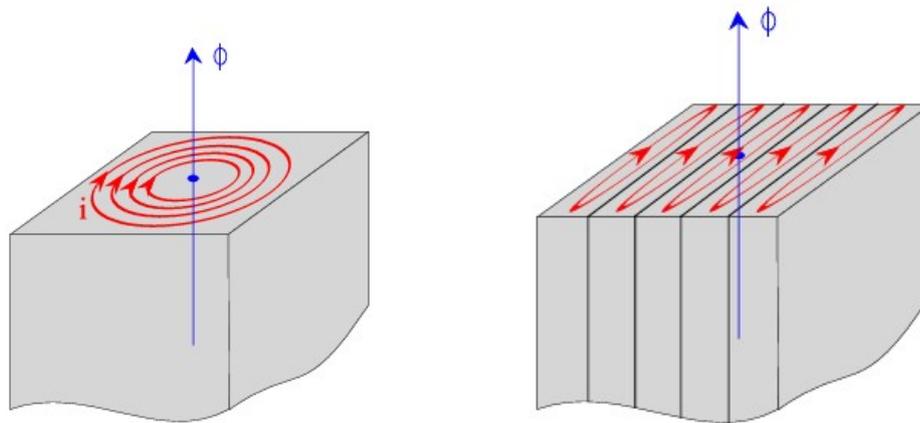


Figura 2.14: Laço de histerese para um núcleo ferromagnético [16].

Uma das consequências da histerese magnética é a perda de energia por histerese. Essa perda acontece por causa da necessidade de energia para realizar a orientação dos domínios a cada ciclo de corrente alternada (CA) aplicada aos enrolamentos. Outro tipo de perda de energia que acontece no núcleo é a perda por corrente parasita, que ocorre por causa dos campos magnéticos variáveis aplicados. Esse tipo de perda pode ser explicada pela Lei de Faraday, onde o fluxo variável induz uma tensão no núcleo, resultando na

circulação de correntes no material de forma circular, formando vórtices de corrente, como pode ser visto na Figura 2.15 (a). As perdas no núcleo causam o aquecimento do material e são consideradas no projeto de transformadores.



(a) Correntes parasitas em núcleo sem laminação.

(b) Correntes parasitas em núcleo laminado.

Figura 2.15: Laminação do núcleo para redução das perdas por corrente parasita [19].

A abordagem mais utilizada para reduzir as perdas por corrente parasita é dividir o núcleo em lâminas delgadas, como pode ser visto na Figura 2.15 (b), de forma a reduzir o tamanho dos vórtices de corrente, e, conseqüentemente, ter uma tensão induzida menor, resultando em uma corrente menor e menos perdas. A redução das perdas é proporcional a espessura das lâminas que formam o núcleo. Entre as lâminas é aplicada uma resina isolante, de forma a limitar o caminho das correntes.

Os enrolamentos dos transformadores de potência consistem nas bobinas do primário e do secundário. Geralmente, são construídos utilizando cobre ou alumínio, isolados com esmalte ou papel especial. O enrolamento de alta tensão é posicionado mais externamente ao núcleo, enquanto o de baixa tensão é posicionado mais internamente, como ilustrado na Figura 2.16. Essa disposição é adotada para minimizar a necessidade de isolamento de alta tensão, que ocorre apenas entre o enrolamento de alta e o de baixa. Se o enrolamento de alta fosse posicionado mais internamente, seria necessário um isolamento de alta tensão adicional entre o enrolamento e o núcleo.

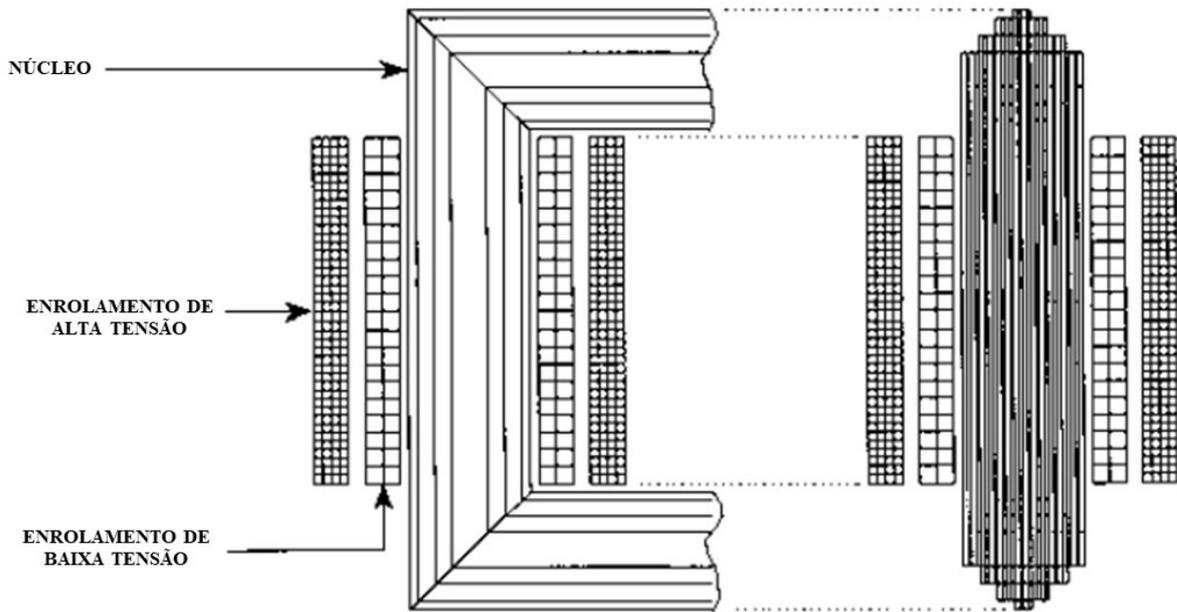


Figura 2.16: Posicionamento dos enrolamentos no núcleo [20].

Além dos materiais isolantes utilizados para isolar os enrolamentos, os transformadores a seco fazem uso do ar ambiente como meio de refrigeração e isolamento. Suas vantagens incluem menor custo de manutenção e a eliminação do óleo inflamável, resultando em redução dos riscos de incêndio e aumento da segurança e confiabilidade.

2.1.3 Defeitos em Transformadores

A taxa de falhas de transformadores ao longo do tempo de funcionamento pode ser descrita de acordo com a curva mostrada na Figura 2.17. Essa curva representa a taxa de avarias para os três estágios do tempo de vida do transformador: o início da operação, a vida útil e a velhice.

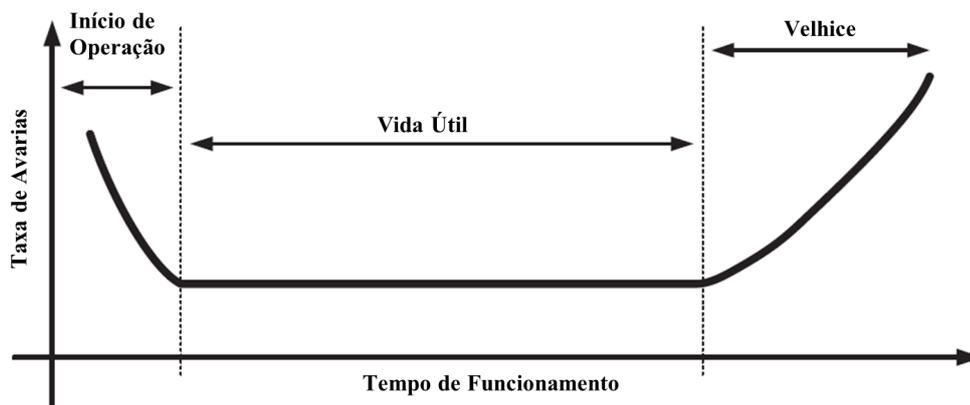


Figura 2.17: Curva representativa da taxa de falhas em transformadores em função do tempo [21].

Na primeira fase da curva, durante o início de operação dos transformadores, a taxa de falhas é alta e decresce com o tempo de funcionamento. Nesse estágio, as principais causas dos defeitos são problemas de fabricação, montagem e instalação, além de erros de projeto [21].

Durante a vida útil, as taxas de falhas permanecem constantes. Neste período, os defeitos ocorrem principalmente devido a erros de operação e manutenção. O tempo de vida útil dos transformadores é determinado sobretudo pela degradação do seu sistema isolante. É neste estágio que a aplicação de técnicas de monitoramento e diagnóstico é mais importante, facilitando a manutenção preventiva dos transformadores [21].

No terceiro estágio, ou seja, no final da vida útil dos transformadores, há um aumento na taxa de falhas, principalmente devido ao desgaste dos componentes ao longo do tempo [21].

Os defeitos nos transformadores podem ter diferentes origens e afetar diferentes componentes que compõem o equipamento. A Figura 2.18 apresenta a distribuição das falhas em transformadores de potência em relação às suas partes constituintes, tanto para subestações com regulação de tensão (Figura 2.18 (a)) quanto para aquelas sem regulação de tensão (Figura 2.18 (b)). Esses dados foram obtidos por meio de uma pesquisa internacional realizada pelo CIGRÉ sobre falhas em transformadores. É importante destacar que essa análise engloba também os transformadores a óleo. Os componentes mais afetados incluem o circuito magnético, as travessias (terminais de entrada e saída) e os enrolamentos [22].

O sistema de isolamento dos transformadores está sujeito a esforços mecânicos, tér-

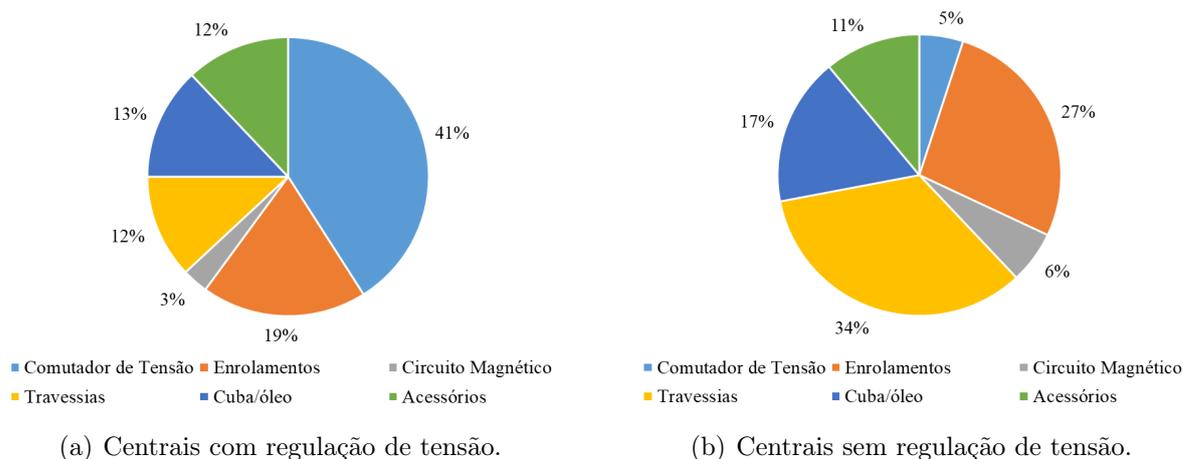


Figura 2.18: Distribuição de falhas em transformadores [22].

micos e elétricos durante a sua operação. Essas condições aceleram a degradação dos materiais isolantes sólidos e líquidos (no caso dos transformadores a óleo), reduzindo a vida útil desses equipamentos [23].

Os principais esforços elétricos que contribuem para o surgimento de defeitos nos transformadores são as sobretensões e os curtos-circuitos [24, 25]. As sobretensões são fenômenos transitórios, caracterizados por picos temporários na tensão, que podem causar danos dependendo de sua amplitude e duração. Elas podem ocorrer devido a descargas atmosféricas, manobras de comutação, falhas em equipamentos elétricos, entre outras razões.

Os danos causados pelas sobretensões estão associados ao aumento da sollicitação dielétrica dos materiais isolantes dos enrolamentos e ao aumento da temperatura. Dessa forma, elas têm o potencial de ultrapassar os limites operacionais dos transformadores, resultando em aquecimento excessivo, degradação do material isolante e estresses mecânicos.

Por outro lado, os curtos-circuitos nos enrolamentos dos transformadores podem ocorrer devido ao contato entre espiras mal isoladas, ligações soltas ou desgaste nos contatos do comutador de tensão. Esses defeitos sujeitam os enrolamentos a esforços mecânicos, que podem causar deformações, levando à degradação do enrolamento e à modificação das características dielétricas de seu material isolante.

A detecção precoce de defeitos nos enrolamentos é fundamental para prevenir que essas falhas se agravem e resultem na destruição do equipamento. É essencial identificar os defeitos em uma fase inicial, não só para isolar o transformador da rede e minimizar os da-

nos financeiros decorrentes da substituição do equipamento e interrupção no fornecimento de energia, mas também para garantir a segurança das pessoas.

2.2 Evolução da Deterioração do Isolamento dos Enrolamentos de Transformadores

Como discutido na seção anterior, os transformadores de potência são expostos a uma variedade de condições estressantes que, ao longo do tempo, podem resultar na degradação do seu isolamento, principalmente dos seus enrolamentos. As imperfeições que surgem no material isolante estão sujeitas ao surgimento de descargas parciais quando submetidas a uma alta concentração de campo elétrico. Persistindo essas descargas, elas podem agravar ainda mais a degradação do isolamento, eventualmente levando à formação de curtos-circuitos entre espiras adjacentes. Uma vez estabelecido um curto-circuito entre espiras, isso pode ocasionar danos adicionais ao isolamento, aumentando consideravelmente a probabilidade de mais descargas parciais e novos curtos-circuitos.

2.2.1 Descargas Parciais

As descargas parciais são descargas elétricas localizadas que de modo parcial, fazem conduzir um isolante elétrico e podem ou não acontecer perto de um condutor. As DPs ocorrem no material isolante quando o campo elétrico local é grande o suficiente para causar a ruptura da rigidez dielétrica do material. Este fenômeno é observado em equipamentos que operam com tensões acima de 3,3 kV [26].

O campo elétrico é a principal grandeza que influencia no surgimento de DPs, pois sua intensidade em determinados pontos de um material pode levar à ionização deste e, conseqüentemente, estabelecer um caminho de baixa impedância permitindo a circulação de portadores de carga, caracterizando, então, a descarga. A intensidade do campo elétrico sofre influência da tensão, do material do meio em que ele se encontra e das geometrias do eletrodo (condutores) e do dielétrico (isolante).

A tensão de limiar para a ocorrência de DPs é a tensão mínima aplicada em que começa a haver a repetitividade de descargas. Já a tensão de extinção é definida como a tensão na qual a repetitividade de descargas cessa. De forma similar à tensão, também podem ser definidos o campo elétrico de limiar para a ocorrência de DPs e o campo de extinção. Esses parâmetros sofrem influência da temperatura e da umidade.

A DP gera pulsos de corrente que circulam pelo sistema de isolamento com um tempo de subida de poucos nanossegundos e tem uma faixa de frequência de até centenas de Megahertz (MHz). Além disso, as DPs geram subprodutos que dependem principalmente do tipo de material isolante no qual ocorrem. As DPs podem ser categorizadas em três tipos [27, 28]:

- **Descarga interna:** DP que ocorre em cavidades internas ao material dielétrico (ver Figura 2.19(a)). Este tipo de DPs normalmente é inevitável, visto que a ocorrência de cavidades e bolhas de ar no material isolante são oriundos do processo de fabricação do equipamento;
- **Descarga Superficial:** DP que ocorre na superfície do material dielétrico (ver Figura 2.19(b)) e ocorre quando a componente do campo elétrico paralela à interface do material se eleva;
- **Corona:** ocorrência de um campo elétrico não homogêneo no entorno de um eletrodo pode levar a uma DP para o ar (ver Figura 2.19(c)). Ela se dá pela ionização constante do ar sob intenso campo elétrico;

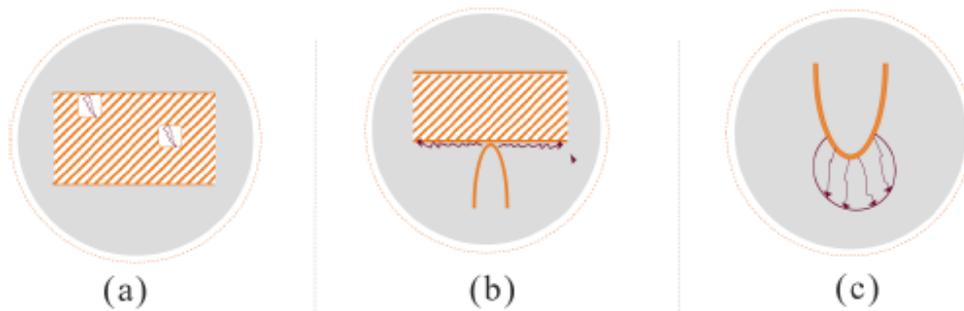


Figura 2.19: DPs do tipo (a) descarga interna, (b) descarga superficial e (c) corona [27].

2.2.1.1 Métodos de Detecção de DPs

Nos transformadores de potência, as descargas parciais geram subprodutos mensuráveis divididos entre: Elétricos, como corrente e tensão transitória para a terra; Eletromagnéticos, como ondas de *Ultra High Frequency* (UHF) e calor; Acústicos, como áudio e ultrassom; e Químicos, como gases, que podem ser detectados por meio da *Dissolved Gas Analysis* (DGA) (específico para transformadores a óleo). Sinais acústicos são capazes de fornecer detalhes sobre a localização das DPs dentro do equipamento, porém requerem

vários sensores acoplados ao corpo do transformador. Sinais eletromagnéticos requerem uma bateria de filtros e condicionamento de sinais para rejeitar as interferências externas, visto que não existe a carcaça atuando como blindagem. Sensores elétricos possuem calibração e condicionamento simplificado, embora não forneçam detalhes sobre a posição da DP. A Tabela 2.1 mostra a comparação de diferentes métodos referente ao sensor utilizado, grandeza física medida, faixa de medição, nível de sensibilidade, possibilidade de realização *on-site* e *on-line*, além da capacidade de localização da DP.

Método	Elétrico	DGA	UHF	Acústico	Óptico
Sensor	Capacitor	-	Antena	Piezoelétrico	Fibra-óptica
Grandeza Física	Corrente	Gases	Onda Eletromag.	Onda acústica	Luz
Faixa de medição	$< 1 MHz$	-	$0,5 - 1,5 GHz$	$40 kHz$	-
Sensibilidade	Alta	Baixa	Moderada	Baixa	Baixa
On-line	Sim	Não	Sim	Sim	Sim
Localização	Não	Não	Imprecisa	Sim	Não

Tabela 2.1: Características dos principais métodos utilizados na investigação de DPs em transformadores de potência. Adaptado de [29].

De acordo com a literatura, níveis de descargas parciais entre 100 e 500 pC são considerados indicativos de deterioração no isolamento [30]. A identificação dos diferentes tipos de descargas parciais é realizada por meio do reconhecimento de padrões nos dados obtidos das medições realizadas. Os principais diagramas utilizados para encontrar esses padrões incluem características relacionadas ao tempo, características relacionadas à fase e características sem informações específicas de tempo e fase [31, 32, 3].

Os diagramas relacionados a fase representam a magnitude da tensão de descarga ou a corrente média de descarga em função da fase. Também são utilizados gráficos 3D relacionando a magnitude de descarga, o ângulo de fase e o número de pulsos da DP. Como a tensão de alimentação do transformador é periódica, o perfil de distribuição da descarga em função da fase também tende a exibir um comportamento periódico.

Alguns padrões nos diagramas relacionados à fase podem ser utilizados para definir a natureza do defeito que provoca as DPs. Na figura 2.20 pode ser observado o sinal característico observado nos diagramas de fase de DPs superficiais.

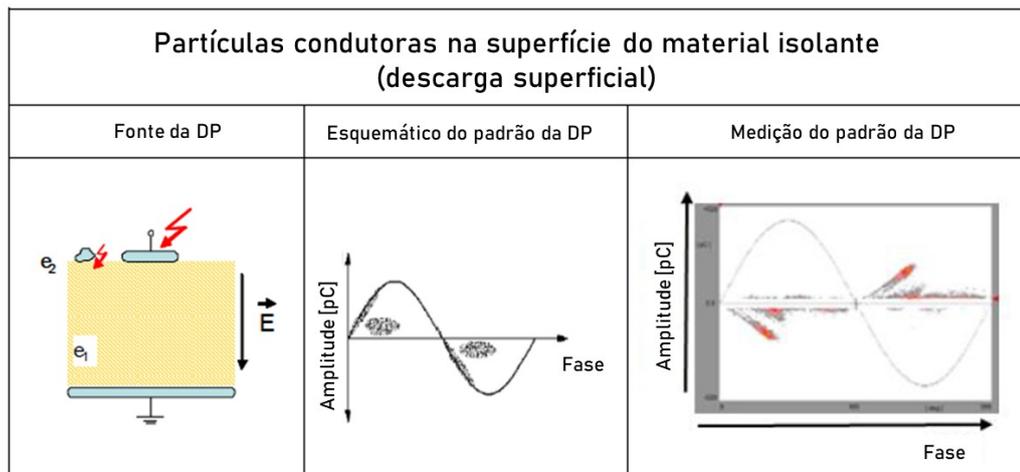


Figura 2.20: Diagrama relacionado a fase para descargas superficiais [33].

As figuras 2.21 e 2.22 apresentam esses diagramas para as situações de uma cavidade no isolamento em direto contato com o eletrodo e sem contato com o eletrodo, nessa ordem. Na figura 2.23 esse diagrama pode ser visto para o defeito de uma cavidade no isolamento sem contato com o eletrodo e que tem sua superfície modificada devido as DPs.

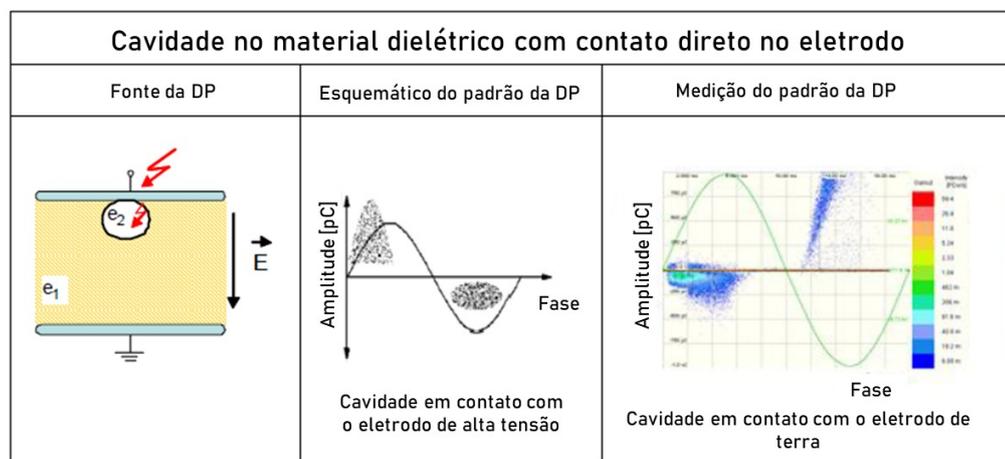


Figura 2.21: Diagrama relacionado a fase para cavidade no dielétrico em contato com o eletrodo [33].

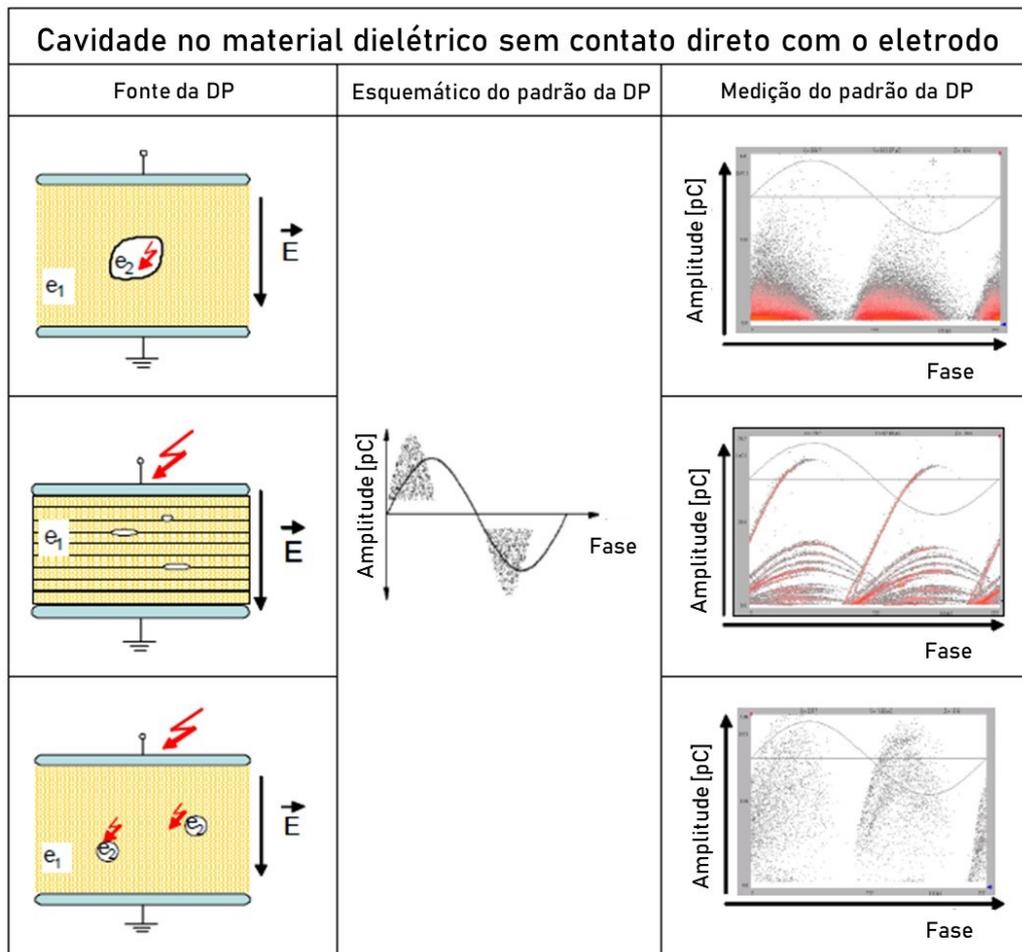


Figura 2.22: Diagrama relacionado a fase para cavidade no dielétrico sem contato com o eletrodo [33].



Figura 2.23: Diagrama relacionado a fase para cavidade no dielétrico sem contato com o eletrodo e com superfície modificada pelas descargas [33].

Os diagramas relacionados ao tempo representam a magnitude da tensão de descarga no tempo. Esses diagramas apresentam informações sobre o tipo de DP, uma vez que há uma relação direta entre a natureza do defeito e o formato do sinal.

Um exemplo de diagrama que não apresenta informação nem de tempo e nem de fase é o que relaciona a amplitude da tensão de descarga em função da tensão de teste aplicada. Esse diagrama é utilizado para observar o efeito de histerese da DP. Esse efeito está ligado ao fato de que uma vez que o aparecimento de DPs tenha se iniciado, a aplicação de pouca tensão é suficiente para mantê-las.

Alguns estudos que realizam a medição de DPs em transformadores a seco de média tensão podem ser encontrados na literatura [34, 35, 36, 37].

Em [35] foi realizado o diagnóstico *offline* do isolamento de um transformador de 10 kV / 400 V, 400 kVA a partir da medição de DPs com a utilização de sensores que detectam a interferência eletromagnética causada pelas DPs. Naquele trabalho, somente uma das fases do lado de alta tensão do transformador foi analisada. Esta fase foi alimentada com uma tensão de 10 kV e as outras fases foram aterradas. Doze sensores foram distribuídos verticalmente pela superfície da bobina da fase que estava sendo analisada. A localização da fonte de DPs foi realizada a partir da comparação dos diagramas de magnitude da descarga em função da fase para cada um dos sensores posicionados na superfície do transformador. Quanto mais próximo o sensor estiver da fonte do defeito maior a medição da magnitude de descarga. Desta forma, foi possível determinar que a fonte de DPs estava mais próxima ao sensor 10 e com uma carga aparente de 30 pC.

Em um dos estudos de caso apresentados em [34], é realizada a medição de DPs de forma *offline* em um transformador a seco com níveis de tensão 240 V / 10,5 kV, 500 kVA em um ambiente industrial. As medições foram realizadas com um capacitor de acoplamento e com a unidade de aquisição de dados da Omicron MPD600. Por causa do alto nível de ruído observado nas medições, a separação dos sinais gerados em diferentes fontes de DPs e ruído foi realizada a partir do gráfico *3-Center-Frequency-Relation-Diagram* (3CFRD). Assim, o desacoplamento dos sinais é realizado a partir dos sinais de saída gerados por três filtros com frequências centrais diferentes. Isto é possível pois as DPs de diferentes tipos e o ruído possuem diferentes características e espectros de frequência. Desta forma, separando os sinais em *clusters* (figura 2.24), foi possível obter um diagrama da magnitude da descarga em função da carga com apenas as informações relativas às DPs. Este trabalho não apresenta informações relativas ao tipo de DP.

Em [37] são apresentados dois estudos de caso nos quais é realizada a avaliação da condição do isolamento de um transformador á seco a partir da detecção de DPs utilizando um capacitor de acoplamento e o sistema de medição da Omicron MPD600. As três fases do lado de alta tensão do transformador foram testadas individualmente. No estudo

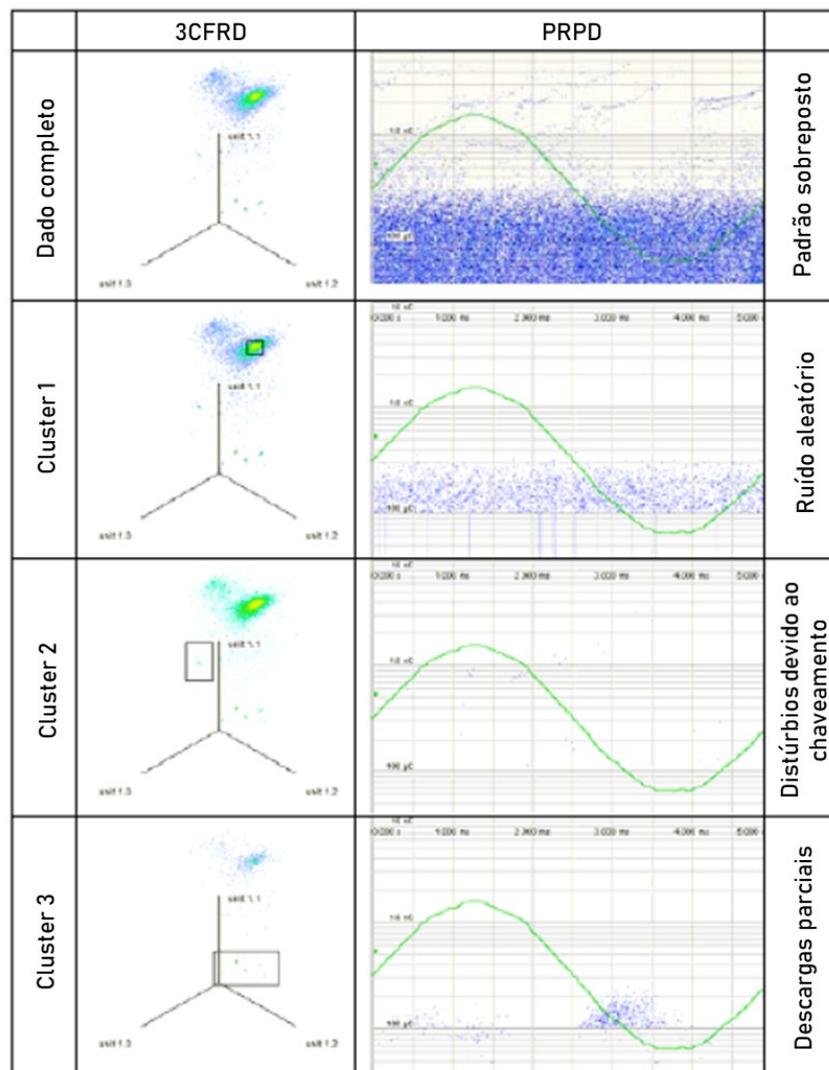


Figura 2.24: Separação dos dados da medição de descargas parciais em clusters [34].

de caso A um transformador à seco de 27,5 kV / 10,5 kV, 1,6 MVA foi testado. Em uma das fases foram identificadas descargas de até 800 pC. O método de utilização do gráfico 3CFRD para realizar a separação dos sinais de DPs e das influências externas foi aplicado. A partir da análise dos diagramas relacionados a fase, DP do tipo corona e cavidade interna ao isolamento foram observadas.

No estudo de caso B, um transformador à seco de 19 kV / 3 kV, 9,5 MVA foi testado. Em uma das fases do transformador foi observada a presença de sinais de DPs a partir da tensão de 15 kV. Foi verificado que essas descargas foram consequência de impurezas na superfície dos enrolamentos, ocasionando em DPs superficiais. Outra fase teve a presença de DPs de carga aparente de até 800 pC a partir da tensão de 14 kV. A análise do diagrama relacionado à fase indicou que os impulsos de DP foram causados por cavidades internas ao isolamento.

Em [36] medições de DPs foram realizadas em um transformador à seco de 20 kV / 400 V, 2,5 MVA. Neste trabalho também foi utilizado um capacitor de acoplamento nas medições das DPs. As três fases do transformador foram testadas de forma individual. Em uma das fases as DPs observadas foram classificadas como superficiais, provavelmente oriundas de impurezas na superfície do enrolamento. Em outra fase do transformador também foram observados sinais de DPs de até 140 pC. Com a análise dos diagramas de fase essas descargas puderam ser classificadas como uma cavidade no interior do isolamento que faz contato com um eletrodo.

2.2.2 Curto-circuito entre espiras

A deterioração do isolamento dos enrolamentos ao longo do tempo pode resultar em curtos-circuitos entre espiras. Métodos de diagnóstico que possam ser aplicados com o transformador em serviço e quantificar a severidade do defeito podem auxiliar na prevenção de falhas em transformadores [12, 38].

2.2.2.1 Diagnóstico de Curto-circuito entre Espiras

Algumas das estratégias de detecção online de curto-circuito entre espiras que monitoram grandezas elétricas são: a análise da variação dos enlaces de fluxo magnético pelos enrolamentos [39, 40], a observação dos lugares geométricos V-I [41, 42], a aplicação da transformada de Park nas correntes do transformador [43, 44], a análise da admitância de sequência positiva [45] e o cálculo da corrente de sequência negativa [46].

A Tabela 2.2 apresenta uma comparação entre as estratégias de diagnóstico de curto-circuito entre espiras, apresentadas anteriormente.

Dentre as estratégias apresentadas, o método de detecção pela transformada de Park consegue possuir uma alta sensibilidade para detecção de curto-circuito entre espiras e identificar a fase com falha, sem a necessidade de conhecimento dos parâmetros do transformador e com uma quantidade menor de grandezas monitoradas. Por esses motivos, decidiu-se utilizar esta estratégia para a análise de curto-circuito entre espiras nas simulações, como será apresentado na próxima seção.

2.2.2.2 Transformada Complexa Espacial (Vetor de Park)

O método de Vetor de Park foi inicialmente desenvolvido para diagnosticar defeitos em motores de indução trifásicos e circuitos de eletrônica de potência. Posteriormente,

Tabela 2.2: Comparação entre as estratégias de detecção de curto-circuito entre espiras

Parâmetro	Varição dos enlaces de fluxo	Lugares geométricos	Transformada de Park	Admitancia de sequência positiva	Correntes de sequência negativa
Grandezas monitoradas	Tensões e correntes primárias e secundárias	Tensões primárias e secundárias e corrente primária	correntes primárias e secundárias	Tensões e correntes primárias e secundárias	correntes primárias e secundárias
Necessidade dos parâmetros do transformador	Sim	Não	Não	Não	Não
Aplicado a transformador monofásico ou trifásico	monofásico e trifásico	monofásico e trifásico	trifásico	trifásico	trifásico
Sensibilidade	baixa	alta	alta	media	alta
Identifica a fase com falha	sim	sim	sim	-	-

sua aplicação se expandiu para o diagnóstico de curtos entre espiras em transformadores trifásicos. Isso se deve à sua capacidade de diferenciar desequilíbrios de tensão e carga de defeitos nos enrolamentos [4].

A transformada de Park é uma ferramenta que permite representar um sistema trifásico a três fios por meio de dois vetores ortogonais, conhecidos como componentes direta (d) e de quadratura (q). Uma estratégia comum de diagnóstico de curto-circuito entre espiras em transformadores é a aplicação da transformada de Park nas correntes diferenciais do transformador.

As correntes diferenciais em um transformador referem-se à diferença entre a corrente de linha no primário e a corrente de linha no primário calculada com base nas correntes do secundário refletidas de volta para o primário. Em condições normais de operação, as correntes diferenciais correspondem às correntes de excitação do transformador. O cálculo dessas correntes varia de acordo com as diferentes configurações dos enrolamentos.

As componentes de quadratura e direta do Vetor de Park para as correntes diferenciais do transformador podem ser obtidos utilizando as equações 2.22 e 2.23, respectivamente.

$$I_{dD} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}I_{dA} - \frac{\sqrt{1}}{\sqrt{6}}I_{dB} - \frac{\sqrt{1}}{\sqrt{6}}I_{dC} \quad (2.22)$$

$$I_{dQ} = \frac{\sqrt{1}}{\sqrt{2}}I_{dB} - \frac{\sqrt{1}}{\sqrt{2}}I_{dC} \quad (2.23)$$

O diagnóstico de curto-circuito é realizado a partir da observação do gráfico de $I_{dQ} \times I_{dD}$. A forma gráfica obtida para um transformador ideal, saudável e sem falhas é uma circunferência centrada na origem. Quando há a presença de curto-circuito em alguma fase do transformador o gráfico observado é uma elipse. Cada fase com defeito resulta em uma elipse com uma inclinação diferente, possibilitando a identificação da fase com o curto-circuito. Além disso, o formato da elipse varia de acordo com o nível de curto e a carga aplicada ao secundário do transformador. A figura 2.25 ilustra graficamente o vetor de Park para os casos de um transformador saudável e com curtos entre espiras nas fases A, B e C.

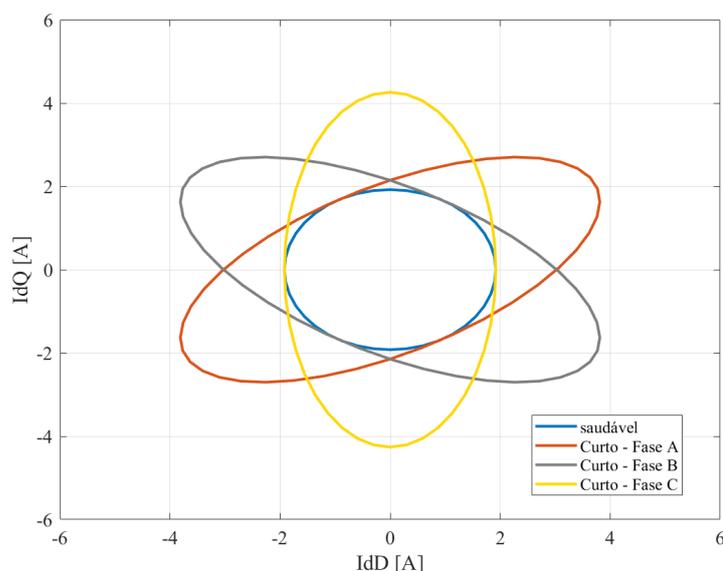


Figura 2.25: Componentes do Vetor de Park das corrente diferenciais de um transformador nas condições saudável, com curto na fase A, com curto na fase B e com curto na fase C.

Este capítulo abordou o princípio de funcionamento dos transformadores, os aspectos construtivos dos transformadores de potência a seco, os principais defeitos que ocorrem em transformadores de potência e a evolução da deterioração do isolamento dos seus enrolamentos. A partir desses fundamentos, a proposta da tese será desenvolvida.

Capítulo 3

Modelagem de Descargas Parciais em Transformadores de Potência

Para investigar a evolução das descargas parciais nos enrolamentos dos transformadores de potência, durante o desenvolvimento do projeto, foi implementado um modelo 2D de descarga parcial pelo Método dos Elementos Finitos (MEF) no software COMSOL Multiphysics, baseado nos trabalhos de [47, 48, 49]. Este modelo foi criado com o objetivo de ser posteriormente integrado a um modelo de transformador, válido para a faixa de frequência em que esse fenômeno ocorre. Isso nos permitiria analisar as características elétricas das descargas parciais nos terminais do transformador, onde os sensores de medição são conectados, à medida que o defeito progride até a ocorrência do curto-circuito entre espiras.

Este capítulo detalha o modelo de descarga parcial que seria integrado ao modelo de transformador, explora os estudos realizados sobre modelos de transformador para transitórios rápidos, descreve a metodologia utilizada para calcular os parâmetros do transformador e discute as limitações encontradas durante a implementação do modelo de transformador no COMSOL.

3.1 Apresentação do Modelo 2D de Descarga Parcial

A geometria adotada na modelagem da descarga parcial consiste em uma cavidade inserida em uma pastilha de material dielétrico, conforme ilustrado na Figura 3.1. A simulação foi conduzida no modo de estudo dependente do tempo (*Time Dependent*), empregando a física AC/DC com o módulo *Electric Currents*.

O processo de modelagem da descarga parcial considera as condições de campo elé-

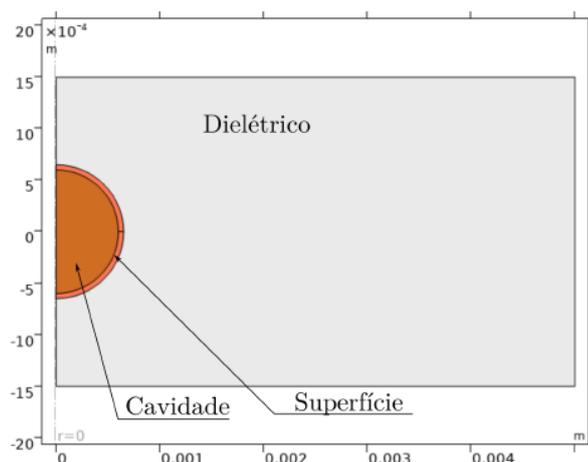


Figura 3.1: Geometria do modelo 2D de descarga parcial.

trico, tensão e densidade de elétrons na cavidade para determinar a ocorrência ou não da DP. Durante a descarga parcial, tanto a cavidade quanto sua superfície apresentam condutividades não-nulas, representando a corrente elétrica resultante do movimento de cargas característico da descarga. Na ausência de DP, a condutividade torna-se nula. Mais detalhes sobre a implementação do modelo podem ser encontrados no trabalho de Borguei (2020) [50].

3.2 Modelo de Transformador para Transitórios Rápidos

Os pulsos das DPs possuem, no seu espectro de frequência, componentes de frequências muito altas, uma vez que esse efeito ocorre na escala de tempo de nanossegundos. Para estudar a propagação das DPs nos enrolamentos do transformador e analisar a sua influência na tensão dos terminais do equipamento, onde está conectado o sistema de medição, o modelo de transformador utilizado na simulação deve ser válido também para a faixa de frequência da DP [51].

Os transitórios eletromagnéticos decorrentes de sinais de alta frequência são, geralmente, estudados com modelos chamados de *gray box*, que consideram a propagação e distribuição do sinal pela extensão dos enrolamentos do transformador. A Figura 3.2 mostra uma forma de representação, por circuito equivalente, de um segmento da bobina de um transformador. A bobina do transformador é formada pela conexão série desses segmentos. No equivalente da bobina completa pode-se adicionar também as indutâncias mútuas e as capacitâncias entre enrolamentos vizinhos, entre fases distintas e entre os

enrolamentos de alta e baixa tensão para uma representação mais precisa [52].

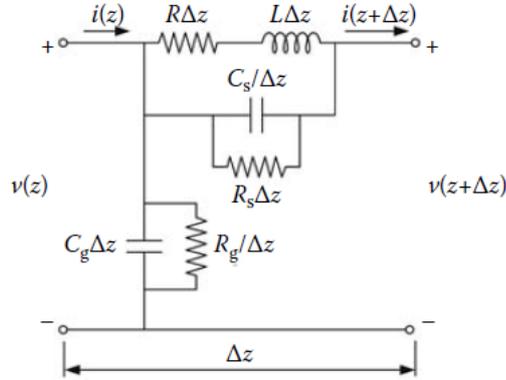


Figura 3.2: Circuito equivalente de um segmento de uma bobina de transformador [52].

Os parâmetros desse circuito equivalente são definidos como:

- L é a indutância série do enrolamento;
- R é a resistência do condutor;
- C_S é a capacitância equivalente das capacitâncias entre as espiras do enrolamento sendo representado pelo modelo;
- R_S representa as perdas no componente dielétrico de C_S ;
- C_g capacitância entre o enrolamento e a terra;
- R_g representa as perdas no componente dielétrico de C_g .

Os modelos de transformador de alta frequência podem ser subdivididos em modelos de parâmetros distribuídos e modelos de parâmetros concentrados. Nos modelos de parâmetros concentrados o circuito equivalente da Figura 3.2 representa um segmento Δz da bobina do transformador, enquanto que nos modelos de parâmetros distribuídos esse circuito representa um segmento diferencial ($\Delta z \rightarrow 0$).

Os modelos de parâmetros distribuídos são baseados na teoria de linhas de transmissão para linhas monofásicas ou com múltiplas fases. Os modelos de parâmetros concentrados se fundamentam na teoria de circuitos, com a conexão de segmentos representativos de subdivisões finitas da bobina. A modelagem por parâmetros concentrados pode ser desenvolvida por meio da solução de equações em espaço de estados, por equações obtidas a

partir da análise nodal do circuito representativo do sistema, ou ainda inserindo o circuito equivalente do modelo em um programa de simulação de circuitos.

A escolha do modelo a ser utilizado depende da relação entre esforço computacional e precisão necessária para a aplicação pretendida. Além disso, o software utilizado pode determinar a complexidade de implementação do modelo escolhido.

Os modelos de parâmetros distribuídos são mais precisos e possuem aplicação para transientes com componentes de frequências acima de 1MHz, no entanto requerem maiores tempos computacionais. Já os modelos de parâmetros concentrados são satisfatórios para a análise de transientes que possuem componentes de até 1MHz e possuem tempos de simulação inferiores aos dos modelos anteriores [52].

3.2.1 Modelos de parâmetros distribuídos

Os modelos de parâmetros distribuídos se baseiam nas equações telegráficas das linhas de transmissão [53, 54]. No modelo baseado na teoria para linhas monofásicas, a partir do circuito da Figura 3.2, uma impedância série Z e uma admitância Y por unidade de comprimento são definidas de acordo com as equações 3.1 e 3.2

$$Z = \frac{R + sL}{1 + (R + sL)(sC_s + 1/R_s)} \quad (3.1)$$

$$Y = sC_g + \frac{1}{R_g} \quad (3.2)$$

A partir desses parâmetros as equações telegráficas para uma linha de transmissão, que são definidas no domínio de Laplace, podem ser aplicadas.

$$\frac{dV(z, s)}{dz} = -Z(s)I(z, s) \quad (3.3)$$

$$\frac{dI(z, s)}{dz} = -Y(s)V(z, s) \quad (3.4)$$

Onde, $V(z,s)$ e $I(z,s)$ são as tensões e correntes em um ponto z da bobina. Uma das técnicas aplicadas neste modelo para realizar a transformação da resposta do domínio da frequência para o domínio do tempo é o método de Bergeron.

Este modelo não leva em consideração as indutâncias mútuas entre espiras. Para

que este parâmetro seja adicionado na modelagem, pode-se utilizar a teoria de linhas de transmissão para múltiplas fases. Nesse modelo cada condutor representa uma seção da bobina, como pode ser visto na Figura 3.3.

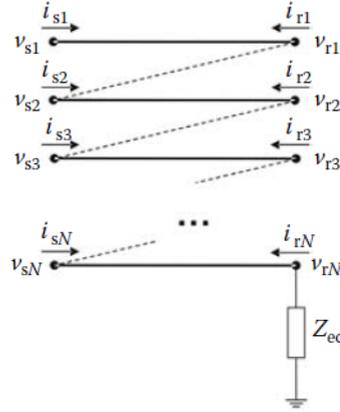


Figura 3.3: Modelo de transformador baseado na teoria de linhas de transmissão multi-fásicas [52].

Como os condutores devem ser conectados para manter a continuidade da bobina, a conexão zigzag da Figura 3.3 é definida pelas equações 3.5 e 3.6

$$v_{ri} = v_{s(i+1)}, i = 1 \dots n - 1 \quad (3.5)$$

$$i_{ri} = -i_{s(i+1)}, i = 1 \dots n - 1 \quad (3.6)$$

3.2.2 Modelos de parâmetros concentrados

Modelos de parâmetros concentrados simplificam um sistema complexo e distribuído em elementos discretos que conectados conseguem aproximar o comportamento físico que está sendo modelado. Na modelagem de transformadores para transitórios rápidos, esses modelos tem sido implementados pelos métodos de espaço de estados, por análise nodal ou utilizando simuladores de circuitos elétricos.

Como o modelo de DPs e a simulação do transformador foram realizadas no COMSOL Multiphysics, que possui a ferramenta de simulação de circuitos elétricos, neste trabalho decidiu-se utilizar essa ferramenta para implementar o modelo. Isto torna o desenvolvimento do modelo mais simples e com esforço computacional inferior aos outros modelos, reduzindo o tempo de simulação.

Uma preocupação que se deve ter ao se utilizar esses modelos é o nível de discretização que está sendo utilizado. Quanto menor a discretização, menor o esforço computacional, mas também é maior a simplificação do modelo, e assim, ele pode não representar o fenômeno sob análise de forma adequada. A discretização utilizada também limita a frequência máxima do transitório na qual o modelo é adequado para ser utilizado. Por isso, é fundamental escolher um tamanho de segmento condizente com a aplicação do modelo.

3.2.2.1 Modelo em espaço de estados

Uma representação em espaço de estados é um modelo matemático, com entradas, saídas e variáveis de estado específicas que se relacionam por equações diferenciais de primeira ordem. Em 1974 uma solução baseada em modelagem em espaço de estados foi proposta para calcular oscilações de tensão em bobinas de transformadores [55]. Este modelo considera as perdas no dielétrico, mas não considera as perdas no condutor, que geralmente são maiores. Em [56] outra forma de modelagem da bobina do transformador por espaço de estados foi apresentada. Este modelo apresenta as perdas do condutor, mas não reproduz as perdas no material isolante.

As variáveis de estado consideradas em [56] são as correntes nos indutores e as tensões nodais. O sistema de equações em espaço de estados pode ser visto abaixo:

$$\frac{dx(t)}{dt} = Ax(t) + Bu(t) \quad (3.7)$$

Onde,

$$x(t) = \begin{bmatrix} i(t) \\ v(t) \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$A = \begin{bmatrix} -\Gamma R & \Gamma T \\ -C'^{-1}T & 0 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$$B = \begin{bmatrix} \Gamma_k & 0 \\ 0 & -C'^{-1} - C'_k \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$u(t) = \begin{bmatrix} v_k(t) \\ \frac{dv_k(t)}{dt} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Nessas equações, Γ é o inverso da matriz de indutâncias, C' é a matriz de capacitâncias sem a linha e coluna do nó de entrada (k), T' é a matriz de incidência com a remoção da coluna k , Γ_k e C'_k são a coluna k das matrizes Γ e C' , R é a matriz de resistências do condutor e v_k é a tensão de entrada conhecida no nó k .

3.2.2.2 Modelo por análise nodal

O modelo por análise modal é um método de modelagem no domínio da frequência. Ele se baseia na construção de uma matriz de admitância a partir da representação do circuito equivalente da bobina, como pode ser visto na equação 3.12 [57].

$$Y(s) = sC + G + \frac{\Gamma}{s} \quad (3.12)$$

O sistema nodal a ser solucionado se torna:

$$I(s) = Y(s)V(s) \quad (3.13)$$

Para a obtenção da resposta transiente no tempo é necessário utilizar algoritmos que realizem a transformação do domínio da frequência para o domínio do tempo. Um método que pode ser aplicado é a transformada inversa de Laplace numérica [58].

3.2.3 Obtenção de Parâmetros

A determinação dos parâmetros dos modelos é difícil por necessitar de informações detalhadas da configuração geométrica do transformador, que são acessíveis apenas pelos seus fabricantes. Além disso, é importante levar em consideração a variação dos parâmetros com a frequência. Três metodologias têm sido aplicadas na literatura para a obtenção dos parâmetros:

- Cálculo analítico, por meio de fórmulas que levam em consideração a configuração geométrica do transformador;
- Cálculo de energia a partir de simulações de campos eletromagnéticos;
- Testes experimentais;

Neste trabalho foram calculados os parâmetros indutivos, capacitivos e resistivos

para o modelo de parâmetros concentrados da bobina de alta tensão do transformador de média tensão pelo método do cálculo de energias.

3.2.3.1 Discretização Mínima

Quanto mais discretizado for um modelo mais adequadamente ele irá representar a distribuição de tensão ao longo dos elementos. Contudo, a técnica de circuitos elétricos sempre possui uma limitação inerente, relacionada ao menor comprimento de onda que circula seus elementos. Pode-se dizer que existe um limite mínimo de duração de um evento (T_{min}) que pode ser representado pelo circuito, estabelecendo através de 3.14 a máxima frequência para a qual o circuito é adequado.

$$t_{min} = \frac{1}{2f_{max}} \quad (3.14)$$

O comprimento de onda λ se relaciona com a velocidade e a frequência de acordo com 3.15.

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (3.15)$$

O máximo comprimento (l_{max}) de um segmento do modelo que pode ser utilizado para representar fenômenos que ocorrem na frequência f pode ser aproximado por 3.16.

$$l_{max} = \frac{v}{4f} \quad (3.16)$$

Considerando a frequência máxima de 1MHz e a velocidade de propagação da onda de tensão de aproximadamente 200 m/ μ s, o número mínimo de subdivisões necessárias para modelar o transformador utilizado é 21 subdivisões. Como a bobina consiste em oito discos, cada disco foi dividido em três partes, totalizando 24 subdivisões. O modelo 3D do transformador que foi utilizado para calcular os parâmetros pode ser visualizada na Figura 3.4. Nesta representação, é possível notar que a bobina de uma das fases foi dividida em 24 partes.

3.2.3.2 Capacitâncias

O modelo apresentado na Figura 3.2 possui uma capacitância série e uma capacitância shunt. A capacitância série consiste em uma composição de diversas capacitâncias dentro

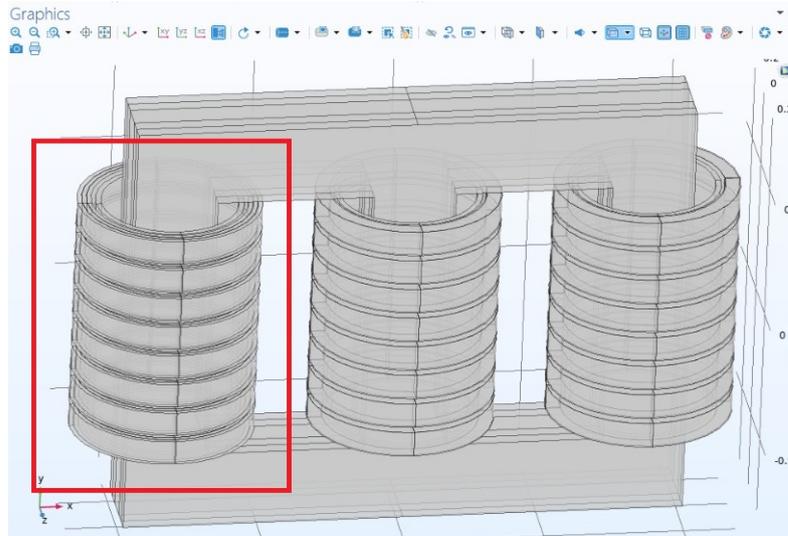


Figura 3.4: Geometria 3D utilizada para o cálculo de parâmetros do modelo.

do segmento de bobina que está sendo representado. Esta é a capacitância equivalente relativa às capacitâncias entre espiras e entre enrolamentos vizinhos. A capacitância shunt representa a capacitância entre o enrolamento e o terra. Para modelos mais precisos também podem ser adicionadas capacitâncias entre enrolamentos vizinhos e capacitâncias shunt para representar as capacitâncias entre bobinas de fases diferentes e entre as bobinas de alta e baixa tensão.

Expressões analíticas para o cálculo desses parâmetros para diferentes tipos de enrolamento podem ser encontrados em [52, 59]. A abordagem mais simples utilizada para a obtenção dessas capacitâncias é partindo da formulação da capacitância para placas paralelas, equação 3.17, e da geometria dos enrolamentos do transformador.

$$C = \frac{\epsilon_0 \epsilon_r A}{d} \quad (3.17)$$

Onde,

- C é a capacitância;
- ϵ_0 é a permissividade do vácuo
- ϵ_r é a permissividade relativa do material dielétrico
- A é a área da seção transversal do condutor;
- d é a distância entre as placas;

Uma forma mais precisa de computar os valores de capacitância é utilizando o método de energia, que foi aplicado para calcular os parâmetros do transformador modelado neste trabalho. Neste método é realizada uma simulação eletrostática em um software de elementos finitos e é computada a energia eletrostática armazenada no sistema [60]. Para exemplificar a aplicação dessa ferramenta, considere a seção transversal da bobina de um transformador, apresentada na Figura 3.5.

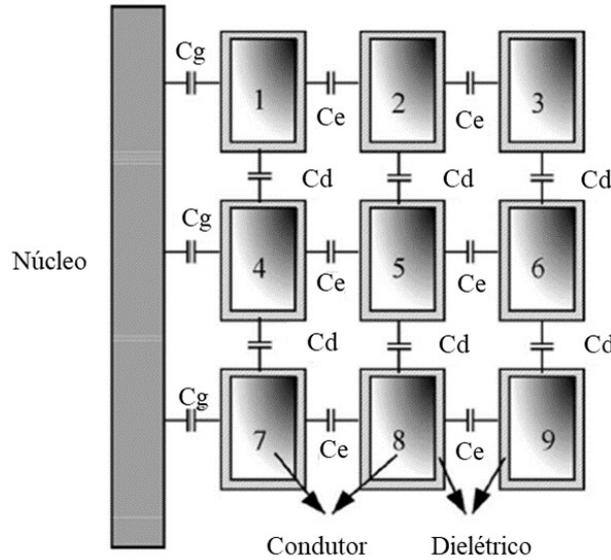


Figura 3.5: Seção transversal de uma bobina de transformador [60].

Na Figura 3.5, a bobina é composta por três discos, cada um subdividido em três partes. Cada condutor será representado com um segmento de circuito equivalente no modelo da bobina do transformador. As capacitâncias C_e , C_d e C_g representam as capacitâncias entre enrolamentos, entre discos e entre o enrolamento e a terra, respectivamente.

Nessa técnica, considerando que existem N condutores, aplica-se uma diferença de potencial de $1V$ para um dos condutores (condutor j) e $0V$ para os condutores restantes. Posteriormente, obtém-se a energia eletrostática armazenada no sistema. As capacitâncias entre os elementos i e j (C_{ij}) podem ser relacionadas a energia eletrostática W_j , obtida na simulação, a partir da equação 3.18. ΔU_{ij} é a diferença de potencial entre os condutores i e j , que neste caso é igual a $1V$.

$$W_j = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n C_{ij} \Delta U_{ij}^2 \quad (3.18)$$

Neste caso, três capacitâncias devem ser obtidas (C_g , C_e e C_d). Para calculá-las por esse método é necessário obter três equações linearmente independentes. Para isso,

podemos obter a energia W_j , por exemplo, para os condutores 4, 5 e 8. Assim, serão obtidos as seguintes equações:

$$W_4 = C_d + \frac{1}{2}C_e + \frac{1}{2}C_g \quad (3.19)$$

$$W_5 = C_d + C_e \quad (3.20)$$

$$W_8 = \frac{1}{2}C_d + C_e \quad (3.21)$$

Os valores das capacitâncias são obtidos com a solução do sistema linear formado por essas equações:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0.5 & 0.5 \\ 1 & 1 & 0 \\ 0.5 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_d \\ C_e \\ C_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} W_4 \\ W_5 \\ W_8 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

A matriz de capacitâncias também pode ser calculada de forma direta, aplicando as fórmulas:

$$W_{el,i} = \frac{1}{2}C_{ii}V_i^2 \quad (3.23)$$

$$W_{el,ij} = C_{ij}V_iV_j + \frac{1}{2}(C_{ii}V_i^2 + C_{jj}V_j^2) \quad (3.24)$$

A matriz de capacitância calculada para o transformador pode ser vista na Figura A.1, no Anexo desse documento.

3.2.3.3 Indutâncias próprias e mútuas

A indutância própria, representada pela indutância série L_s no circuito equivalente, é a indutância do enrolamento representado por cada segmento do modelo. As indutâncias mútuas (L_M) não estão retratadas na Figura 3.2, mas podem ser adicionadas para que o modelo seja mais preciso. Essas indutâncias representam o acoplamento magnético existente entre enrolamentos vizinhos por causa do fluxo magnético induzido em um enrolamento devido ao fluxo produzido pelo outro enrolamento.

Assim como para as capacitâncias, também é possível obter uma aproximação para os valores de indutância por meio de fórmulas analíticas, como pode ser visto em [52, 59]. Outra forma de se obter o valor da indutância é por meio da matriz de capacitâncias. A matriz de capacitâncias é formada com os elementos da diagonal principal c_{ii} sendo a soma de todas as capacitâncias convergindo para o elemento i , e os outros elementos C_{ij} possuindo o valor da capacitância que conecta o elemento i ao elemento j .

Para calcular a matriz de indutância, ela é dividida em duas partes L_n e L_i . A primeira parte pode ser calculada de acordo com a equação 3.25. A segunda parte, que pode ser calculada pela equação 3.26, representa a variação da indutância com a frequência, e é dependente da resistência decorrente do efeito pelicular.

$$L_n = \frac{\epsilon_r}{c^2} C^{-1} \quad (3.25)$$

$$L_i = \frac{R_s}{2\pi f} \quad (3.26)$$

A indutância total pode ser calculada pela equação 3.27, onde I é a matriz identidade.

$$L = L_n + L_i I \quad (3.27)$$

Similarmente ao método de energia utilizado para o cálculo de capacitâncias, também pode ser utilizado o método de energia para calcular as indutâncias de forma mais precisa. No entanto, neste caso é obtida a energia magnética para a aplicação do método. Por causa da maior precisão, este método foi utilizado para computar os valores de indutância do modelo.

Para obter o valor de indutância própria do segmento i , na simulação de elementos finitos do transformador foi aplicada uma corrente de 1A no condutor i e 0A nos condutores restantes. Com o valor de energia magnética, obtém-se a indutância pela equação 3.28, onde, $W_{mag,i}$ é a energia magnética, L_{ii} é a indutância própria e I_i é a corrente aplicada ao elemento i (neste caso, 1A).

$$W_{mag,i} = \frac{1}{2} L_{ii} I_i^2 \quad (3.28)$$

Para obter o valor de indutância mútua entre os segmentos i e j , na simulação de elementos finitos do transformador foi aplicada uma corrente de 1A nos condutores i e j

e 0A nos condutores restantes. Com o valor de energia magnética, obtém-se a indutância pela equação 3.29, onde, $W_{mag,ij}$ é a energia magnética, L_{ij} é a indutância mútua, I_i é a corrente aplicada ao elemento i e I_j é a corrente aplicada ao elemento j.

$$W_{mag,ij} = L_{ij}I_iI_j + \frac{1}{2}(L_{ii}I_i^2 + L_{jj}I_j^2) \quad (3.29)$$

A matriz de indutância calculada para o transformador pode ser vista na Figura A.2, no Anexo desse documento.

3.2.3.4 Resistências

As perdas do modelo são representadas pelas resistências R , R_s e R_g . A resistência R é a resistência do enrolamento. As resistências R_s e R_g são decorrentes das perdas no material isolante do transformador, devido as capacitâncias C_s e C_g , respectivamente.

As perdas no condutor levam em consideração a resistência DC (R_{dc}) e a resistência decorrente do efeito pelicular em altas frequências (R_{ep}). A resistência DC pode ser calculada pela equação 3.30, onde, ρ é a resistência do material condutor, l é o comprimento do segmento de bobina e A é a área da seção transversal do condutor.

$$R_{dc} = \frac{\rho l}{A} \quad (3.30)$$

A resistência R_{ep} pode ser calculada de acordo com a equação 3.31. Nesta equação, d_1 e d_2 são a largura e a altura da seção transversal do condutor, μ é a permeabilidade magnética do material condutor e σ é a condutividade.

$$R_{ep} = \frac{1}{2(d_1 + d_2)} \sqrt{\frac{\pi f \mu}{\sigma}} \quad (3.31)$$

A resistência total pode ser calculada de acordo com a equação 3.32

$$R = \sqrt{R_{dc}^2 + R_{ep}^2} \quad (3.32)$$

As perdas capacitivas (R_s e R_g) podem ser calculadas diretamente pela matriz de capacitâncias e pelo fator de perdas $tg(\delta)$, sendo definidas por uma matriz de condutâncias de acordo com a equação 3.33. O fator $tg(\delta)$ é dependente da frequência e em [61] é possível obter os valores de $tg(\delta)$ para diferentes materiais isolantes e em diferentes frequências.

$$G = 2\pi f \tan \delta C \quad (3.33)$$

Os elementos da diagonal principal G_{ii} equivalem a adição dos elementos $1/R_s$ e $1/R_g$ no nó i do modelo. Os elementos G_{ij} é igual ao elemento $1/R_s$ conectado entre os nós i e j do modelo.

3.3 Limitações Encontradas para Implementação do Modelo no COMSOL

Inicialmente, foram calculadas as matrizes de capacitância e indutância para baixa frequência como parte da implementação do modelo de transformador de parâmetros concentrados. O enrolamento foi subdividido em 24 partes, resultando em matrizes de dimensão 24 x 24, as quais foram calculadas utilizando o método de energia. Devido à simetria das matrizes, foram necessárias 300 simulações para calcular cada uma delas.

Uma das limitações encontradas para a implementação do modelo é a grande quantidade de parâmetros que precisam ser calculados. A variação da indutância com a frequência é um fator importante a ser considerado para garantir a precisão e validade do modelo dentro da faixa de frequência em que ocorre a descarga parcial. Para incorporar essa variação da indutância com a frequência, seria necessário calcular múltiplas matrizes para diferentes valores de frequência, abrangendo até 1 MHz, onde ocorre o fenômeno da descarga parcial. No entanto, essa etapa foi inicialmente desconsiderada para avaliar a viabilidade de implementar o modelo no COMSOL utilizando o módulo de circuitos elétricos. O objetivo era possibilitar a posterior integração do modelo de descarga parcial.

Entretanto, é necessário encontrar uma maneira de incorporar a variação dos parâmetros com a frequência no COMSOL, para melhorar a precisão dos resultados e garantir uma representação mais completa do comportamento do transformador. Em [62] esse modelo de transformador é implementado no software ATP/EMTP. Nesse trabalho é implementada uma estratégia de considerar circuitos auxiliares para incorporar a variação da indutância.

Devido à complexidade causada pela grande quantidade de indutâncias mútuas e capacitâncias presentes no modelo, foram encontrados desafios de convergência da simulação, que ainda necessitam de investigações adicionais. Uma alternativa para lidar com esse problema é explorar simplificações no modelo, como a exclusão de certos parâmetros que

têm uma influência menor na precisão da simulação. Outra alternativa é implementar o modelo por espaço de estados ou por análise nodal, por exemplo, através de uma co-simulação do COMSOL com o Matlab. Também é interessante estudar métodos numéricos que possam ser aplicados a problemas com matrizes mal condicionadas.

O estudo realizado sobre os modelos de transformador para transitórios rápidos demonstrou potencial para a implementação da modelagem de descargas parciais em transformadores de potência. No entanto, os desafios encontrados e a complexidade do modelo evidenciaram a necessidade de estudos adicionais para sua implementação completa. Essa investigação revelou os problemas que podem surgir e os próximos passos necessários para avançar nessa modelagem.

Capítulo 4

Modelagem 2D do Transformador para Obtenção do Banco de Dados Sintéticos para Diagnóstico de CEE

Algoritmos de diagnóstico da condição de operação de equipamentos de potência baseados em modelos de *Machine Learning* necessitam de uma base de dados históricos abrangente, que descreve o estado operacional do equipamento para diferentes níveis e casos de defeitos. No entanto, obter esse banco de dados experimentalmente é um desafio significativo. Requer a realização de ensaios controlados para caracterizar os defeitos e a coleta prolongada de dados para garantir uma quantidade suficiente de informações para treinar o algoritmo.

Essa abordagem experimental demanda tempo e recursos consideráveis, devido à necessidade de replicar diversas condições operacionais e defeitos potenciais. Além disso, é essencial garantir a precisão e a representatividade dos dados coletados para assegurar a eficácia do modelo de *Machine Learning* na detecção e diagnóstico de problemas em equipamentos de potência.

Portanto, estratégias alternativas, como simulações computacionais, podem ser utilizadas para complementar ou mesmo substituir a coleta de dados experimentais. Isso pode oferecer uma maneira mais eficiente e econômica de obter dados de treinamento para os algoritmos de diagnóstico, reduzindo a dependência de ensaios experimentais extensivos.

Neste estudo, os dados para treinamento do algoritmo de detecção de curtos-circuitos entre espiras em transformadores de potência foram obtidos por meio de simulações baseadas no Método de Elementos Finitos (MEF). O banco de dados sintéticos foi gerado a partir de simulações do transformador, considerando diferentes casos e níveis de curto-

circuito em uma variedade de condições de operação.

Este capítulo descreve a modelagem do transformador de potência no software de elementos finitos COMSOL, bem como as condições de defeito e operação empregadas para a geração da base de dados. Além disso, é apresentada a validação experimental do modelo de transformador proposto.

4.1 Modelagem do Transformador de Média Tensão pelo Método de Elementos Finitos (MEF)

O COMSOL Multiphysics é um software de simulação multi-física utilizado para modelagem e simulação de uma variedade de fenômenos físicos a partir do Método de Elementos Finitos. Este software permite criar modelos detalhados, onde é possível definir geometrias complexas, propriedades de materiais e incluir as físicas necessárias. Devido à sua versatilidade, o transformador foi simulado neste ambiente para alcançar um equilíbrio entre a precisão requerida e o esforço computacional necessário para obter uma base de dados sintéticos confiável.

Os casos foram simulados no modo de estudo dependente do tempo (*Time Dependent*), utilizando a física AC/DC com os módulos *Magnetic Fields* e *Circuits*. O tempo de passo de simulação foi de $\Delta t = 0,0001s$, com um tempo simulado de $0,113s$.

4.1.1 Geometria do Modelo do Transformador

O transformador de média tensão modelado neste trabalho foi o mesmo apresentado na seção 3.2, referente à modelagem do transformador para transitórios rápidos. As características elétricas do transformador foram obtidas a partir dos dados de placa e da folha de dados do equipamento. Os principais parâmetros elétricos estão resumidos na Tabela 4.1 abaixo:

Tabela 4.1: Características elétricas do transformador.

Potência [kVA]	2500
Alta tensão [V]	13800
Baixa tensão [V]	690
Tipo de ligação	Dyn

Como a base de dados de treinamento precisa ser substancial, o modelo foi feito em 2D, para reduzir o esforço computacional das simulações e, conseqüentemente, os tempos

de simulação. O desenho da geometria, que pode ser visto na Figura 4.1, foi realizado com base do esquemático do transformador obtido pelo *datasheet* do equipamento.

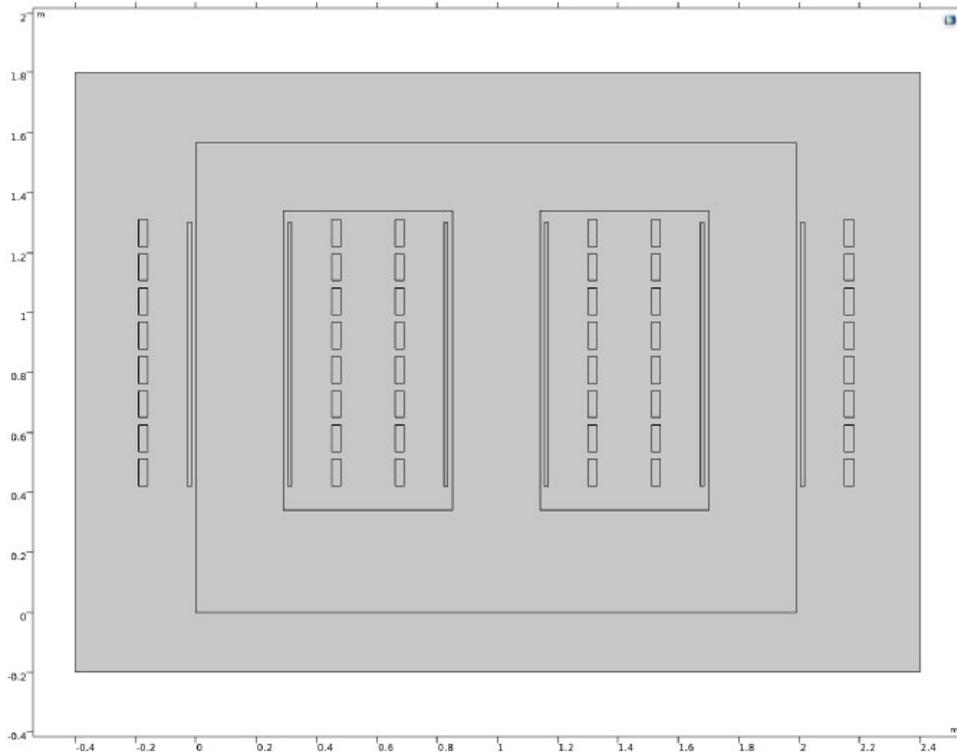


Figura 4.1: Geometria do transformador sadio.

A discretização da malha foi realizada com a configuração *'fine'*, utilizando o modo *'physics controlled mesh'*, como mostrado na Figura 4.2. Essa abordagem foi considerada adequada para capturar as características da geometria simulada de forma precisa. Em particular, nos enrolamentos de baixa tensão, que possuem dimensões menores, a malha foi refinada o suficiente para garantir que os detalhes da geometria fossem devidamente representados.

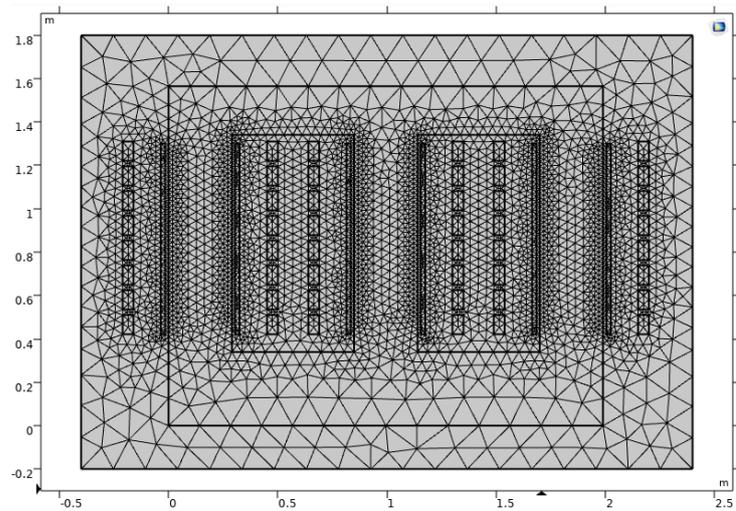


Figura 4.2: Malha aplicada a geometria do transformador.

Para garantir a validade da malha escolhida, os resultados de tensão e corrente foram analisados. A convergência da solução foi verificada, comparando os resultados obtidos com valores esperados e observando que mudanças adicionais na resolução da malha não produziram alterações significativas nos resultados numéricos.

As informações detalhadas sobre as características elétricas e os materiais dos enrolamentos foram obtidas a partir da folha de dados do equipamento. Os enrolamentos são construídos com alumínio, isolados com resina epóxi. É importante notar que a resina epóxi presente no enrolamentos não foi incluída no modelo devido à sua pequena escala. Essa decisão foi tomada para simplificar o modelo em elementos finitos, sem comprometer o objetivo do estudo.

Para incorporar a característica de laminação do núcleo, a condutividade na direção do eixo z , perpendicular às lâminas, foi definida como nula, como ilustrado na Figura 4.3. Além disso, visando reduzir o tempo de simulação, uma vez que várias simulações são necessárias para compilar o banco de dados, a permeabilidade do núcleo foi tratada como constante.

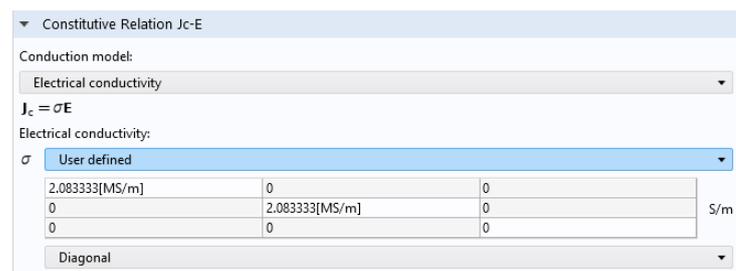


Figura 4.3: Definição da condutividade do núcleo no COMSOL.

Os enrolamentos do transformador foram modelados usando a configuração multivolta homogeneizada do COMSOL, ilustrada na Figura 4.4, onde as bobinas foram representadas graficamente por retângulos. Dentro desses retângulos, o software considera o enrolamento com a quantidade de espiras e área de seção transversal do condutor especificadas. A quantidade de espiras do primário e do secundário foi definida com base na relação de transformação do transformador.

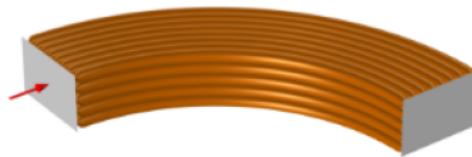


Figura 4.4: Ilustração do plano de corte de um enrolamento para a configuração de condutores multivolta homogeneizados.

Os enrolamentos de baixa tensão (enrolamentos internos) foram modelados na geometria como apenas um conjunto multivolta. Já os enrolamentos de alta tensão de cada fase, onde serão aplicados os casos de curto, foram modelados como 8 conjuntos multivolta, devido ao formato em disco desses enrolamentos. A classificação de cada subdivisão dos enrolamentos de alta podem ser vistos na Figura 4.5

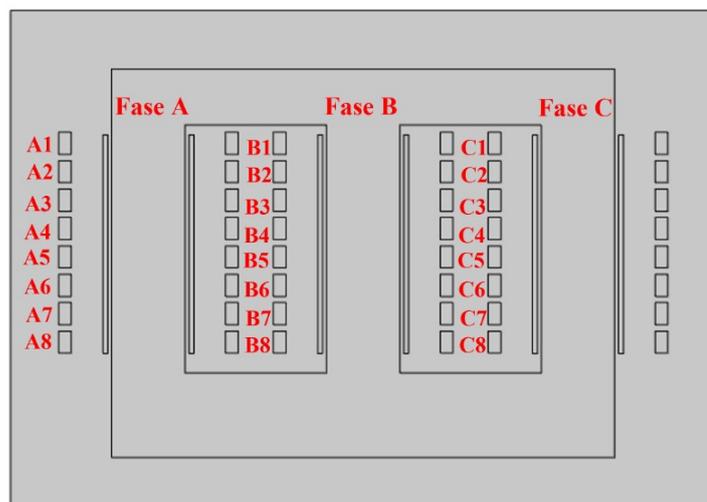


Figura 4.5: Classificação das subdivisões das bobinas de alta tensão.

Para simular os cenários de curto-circuito entre espiras, foi realizada uma subdivisão

do retângulo correspondente a aplicação do defeito, com uma área equivalente à quantidade de espiras em curto. A Figura 4.6 mostra a geometria do transformador para o caso de curto entre espiras na bobina A1.

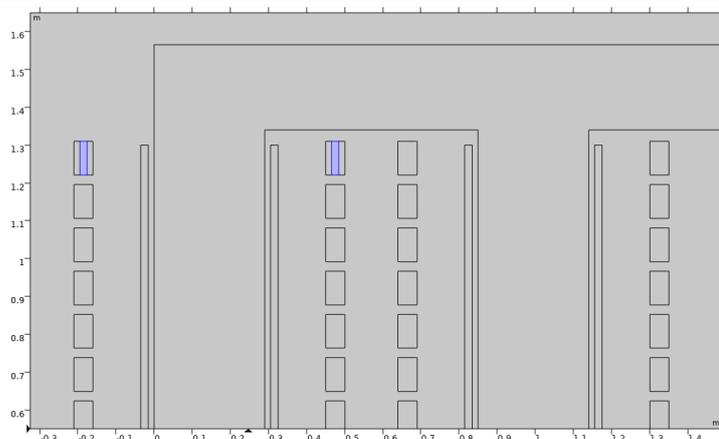


Figura 4.6: Subdivisão do enrolamento para aplicação de curto-circuito na bobina A1.

Com essa subdivisão, o disco do enrolamento é dividido em três bobinas, conectadas em série. Para simular o curto-circuito, uma das bobinas é conectada em paralelo com uma resistência de curto R_c . Essa resistência R_c é introduzida para representar a resistência do curto-circuito. Devido ao valor muito baixo dessa resistência, a bobina em curto-circuito suporta uma corrente induzida extremamente alta por causa do fluxo presente no núcleo do transformador. Essa corrente induzida resulta na geração de um fluxo magnético adicional, modificando o fluxo total naquela perna do núcleo. Como resultado, a corrente no primário daquela fase aumenta. Além disso, a relação de transformação do enrolamento é alterada devido à presença do curto-circuito. A bobina em curto funciona essencialmente como um enrolamento adicional em curto.

4.2 Geração da Base de Dados Sintéticos

Para a geração da base de dados foram definidos 12 casos base de curto-circuito entre espiras, os quais estão detalhados na Tabela 4.2. Esses cenários variam de acordo com a fase afetada, a quantidade de espiras em curto-circuito e a posição do defeito na bobina. Para cada um desses cenários, foram realizadas 132 simulações, ajustando-se a tensão aplicada ao primário e a corrente no secundário. A tensão primária variou entre 0,9 pu e 1,1 pu, com um incremento de 0,01 pu, enquanto a corrente secundária variou de 0,1 pu a 1,2 pu, com um incremento de 0,1 pu. Todas as combinações possíveis desses valores de tensão e corrente foram consideradas durante as simulações, totalizando assim 1584 casos.

Para simplificar a simulação dos casos, foi empregada a ferramenta *Parametric Sweep* do COMSOL, que possibilita a realização de várias simulações de uma vez, com a definição dos parâmetros a serem variados em cada uma.

Caso	Fase com defeito	Espiras curto-circuitadas (%)	Posição do curto
0	sem defeito	-	-
1	A	5%	A1
2	A	5%	A5
3	A	5%	A7
4	B	5%	B1
5	B	5%	B5
6	B	5%	B7
7	A	10%	A1
8	A	10%	A5
9	A	10%	A7
10	B	10%	B1
11	B	10%	B5
12	B	10%	B7

Tabela 4.2: Casos simulados de curto-circuito entre espiras no transformador

4.3 Aplicação do Método do Vetor de Park

Para aplicar o método do Vetor de Park, como descrito na seção 2.2.2, o primeiro passo é calcular as correntes diferenciais do transformador. Considerando que os enrolamentos primário e secundário estão conectados na configuração Δ -Y, conforme ilustrado na Figura 4.7, as correntes de linha do primário podem ser expressas em termos das correntes de linha do secundário usando a relação de transformação do transformador para esse caso, conforme a equação 2.17. Essas relações estão demonstradas nas equações 4.1, 4.2 e 4.3.

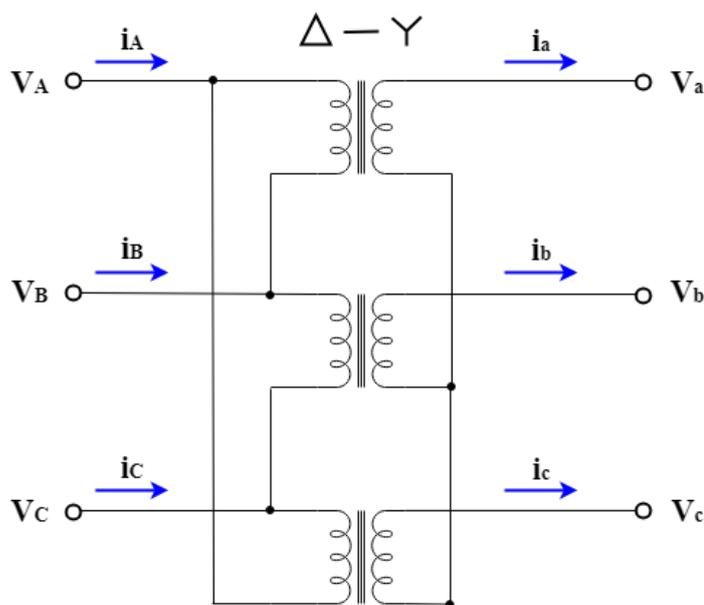


Figura 4.7: Conexão dos enrolamentos do transformador.

$$i'_A = \frac{V_{sec}}{\sqrt{3}V_{prim}}(I_a - I_c) \quad (4.1)$$

$$i'_B = \frac{V_{sec}}{\sqrt{3}V_{prim}}(I_b - I_a) \quad (4.2)$$

$$i'_C = \frac{V_{sec}}{\sqrt{3}V_{prim}}(I_c - I_b) \quad (4.3)$$

As correntes diferenciais do sistema são definidas como a diferença entre as correntes de linha do primário e as correntes de linha do primário obtidas a partir das correntes do secundário referidas ao primário. Para o caso específico do transformador Dyn, essas correntes diferenciais são detalhadas nas equações 4.4, 4.5 e 4.6.

$$I_{dA} = I_A - \frac{V_{sec}}{\sqrt{3}V_{prim}}(I_a - I_b) \quad (4.4)$$

$$I_{dB} = I_B - \frac{V_{sec}}{\sqrt{3}V_{prim}}(I_b - I_c) \quad (4.5)$$

$$I_{dC} = I_C - \frac{V_{sec}}{\sqrt{3}V_{prim}}(I_c - I_a) \quad (4.6)$$

As correntes diferenciais não são nulas em um transformador real devido à presença

da corrente de excitação, que é necessária para magnetizar o núcleo do transformador e estabelecer o fluxo magnético para a transferência de energia, além das perdas no núcleo e nos enrolamentos.

Após o cálculo das correntes diferenciais, podemos determinar as correntes de eixo direto (i_d) e de quadratura (i_q) de acordo com as equações 2.22 e 2.23. Essas correntes são então utilizadas para gerar gráficos de i_q em função de i_d . Nos casos de um transformador ideal em boas condições de funcionamento, esses gráficos assumem uma forma circular. No entanto, para um transformador com defeito, a forma é elíptica. Os parâmetros dessa elipse, como o raio principal (a), o raio secundário (b) e o ângulo de rotação (θ), ilustrados na Figura 4.16, variam de acordo com o nível do curto-circuito, a carga aplicada no secundário e a fase afetada, respectivamente.

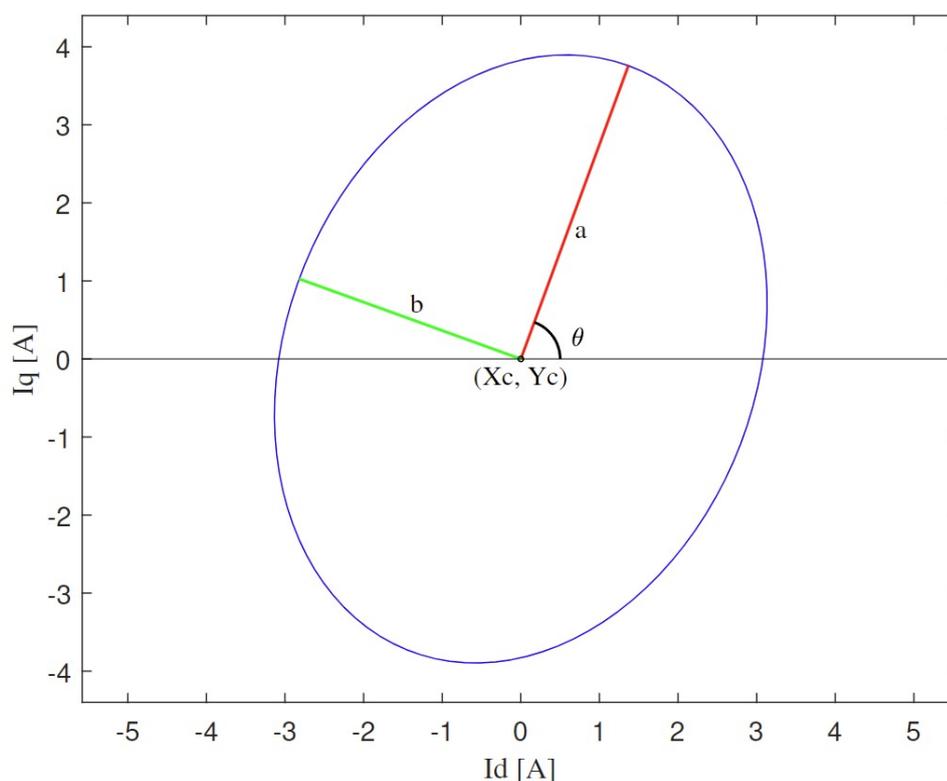


Figura 4.8: Exemplo de uma elipse parametrizada.

Essa técnica de diagnóstico, baseada na transformada de Park e na criação de elipses, apresenta características úteis para algoritmos de diagnóstico baseados em *machine learning*. A capacidade de representar as condições de funcionamento de um transformador por meio de elipses oferece uma abordagem visual e quantitativa para entender o estado do transformador. Essa representação possibilita a identificação de padrões associados a diferentes condições de operação e curto-circuito entre espiras nos transformadores.

4.4 Validação Experimental

Para validar o modelo 2D do transformador usado na metodologia de geração do banco de dados sintéticos, foi construído um protótipo de transformador trifásico, conforme mostrado na Figura 4.9. Os enrolamentos primários e secundários foram feitos com 205 e 102 espiras, respectivamente. Em um dos enrolamentos primários, localizado na perna direita do transformador da Figura 4.9, foram adicionados taps para facilitar a aplicação de curtos-circuitos. O núcleo desmontável permite a aplicar os defeitos em fases distintas. Para isso, os enrolamentos podem ser transferidos entre as pernas, de modo que o enrolamento com tap seja posicionado na perna correspondente à fase em que será aplicado o curto.



Figura 4.9: Transformador trifásico construído.

Foram escolhidos taps de modo a possibilitar a aplicação de diferentes casos de defeitos. Os testes foram realizados para os casos sadio e de 1, 3, 7, 12, 17 e 20 espiras em curto em cada fase do transformador. O primário do transformador foi conectado em delta, enquanto o secundário em estrela aterrada. Uma fonte trifásica em estrela alimentou o primário, enquanto o secundário foi conectado a uma carga em estrela. Para medição e aquisição de dados, empregou-se o oscilógrafo Yokogawa DL850EV. Foram registradas as correntes do primário e do secundário do transformador para a aplicação do método de Vetor de Park. O arranjo experimental pode ser observado na Figura 4.10.

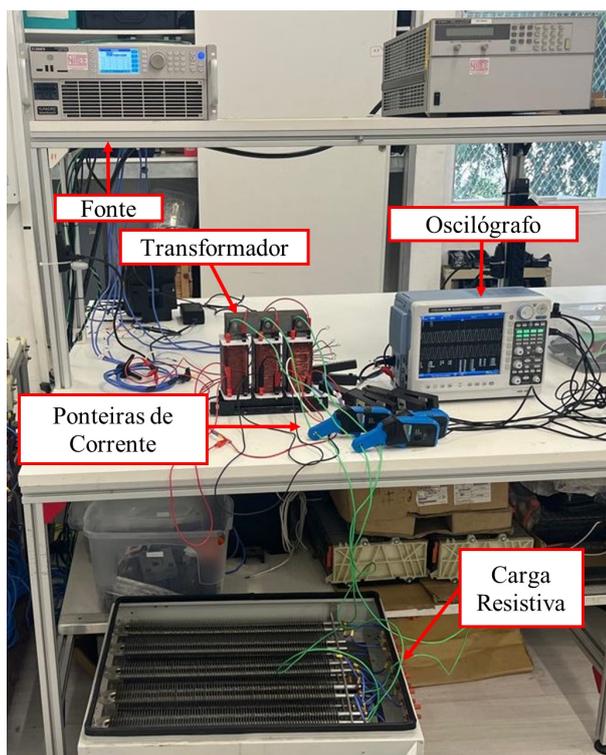


Figura 4.10: Arranjo experimental.

Para aplicar a metodologia proposta, foi desenvolvida a modelagem 2D do transformador, conforme ilustrado na Figura 4.11. Esse modelo foi então simulado sob as mesmas condições dos testes experimentais, possibilitando a comparação entre os resultados simulados e experimentais.

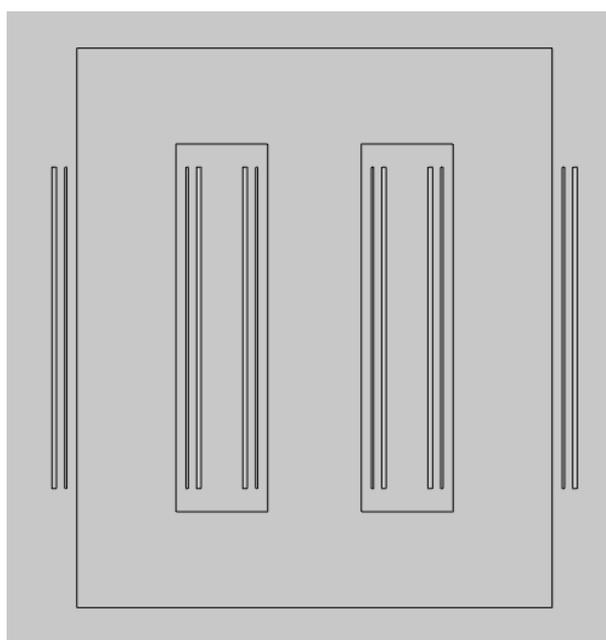


Figura 4.11: Modelo 2D do transformador trifásico construído.

Dado que as características do núcleo deste transformador, tais como a curva de magnetização e a condutividade na direção da laminação, não são conhecidas, a permeabilidade magnética e a condutividade do núcleo foram ajustadas com base nos resultados experimentais. Esses parâmetros influenciam principalmente o raio secundário das elipses.

4.5 Resultados

Esta sessão apresenta os resultados das simulações do modelo 2D do transformador de média tensão com a aplicação do método Vetor de Park. Também são apresentados os resultados experimentais e simulados do protótipo de transformador trifásico, empregados na validação do modelo proposto.

4.5.1 Transformador de Média Tensão

Para avaliar a capacidade das simulações em representar as características do transformador necessárias para a aplicação do método do Vetor de Park, foram considerados casos tanto saudáveis quanto com curtos-circuitos, variando entre 2, 4, 6, 8 e 10 espiras em curto em cada fase do transformador, para duas condições de carga: nominal e 50% da carga nominal.

As Figuras 4.12, 4.13 e 4.14 apresentam as elipses obtidas para o caso saudável e os casos de curto nas fases A, B e C, respectivamente. Observa-se que o raio principal da elipse aumenta conforme o nível de curto aumenta. Além disso, nota-se que o caso saudável não exibe uma forma circular perfeita devido ao desequilíbrio presente nas correntes de excitação do transformador.

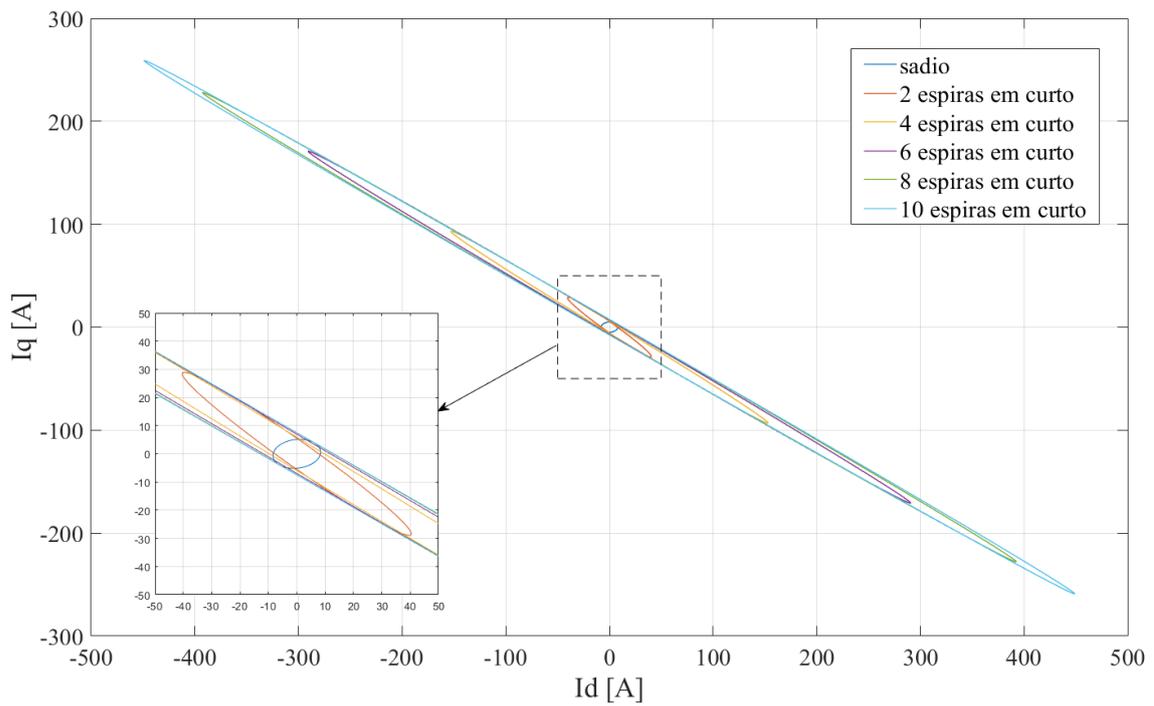


Figura 4.12: Elipses obtidas para os casos sadio e com curto na fase A.

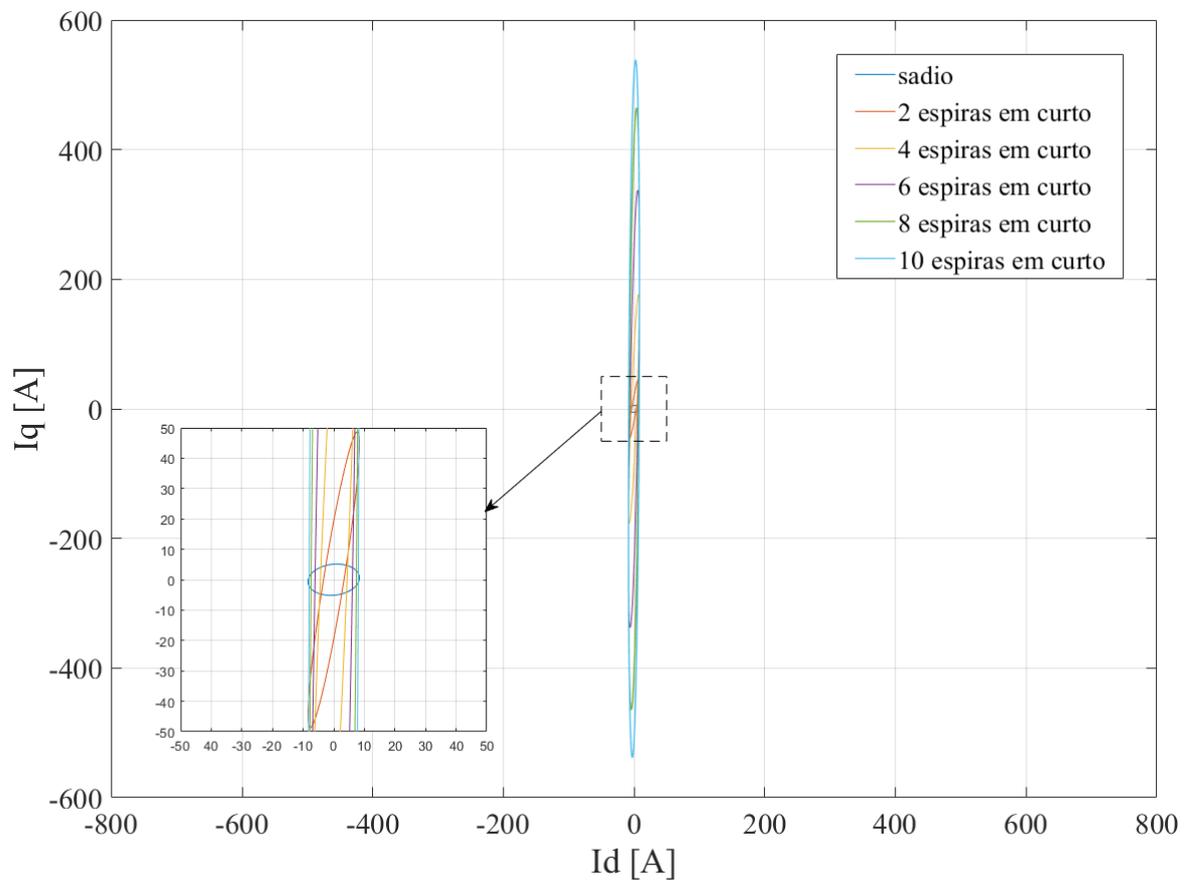


Figura 4.13: Elipses obtidas para os casos sadio e com curto na fase B.

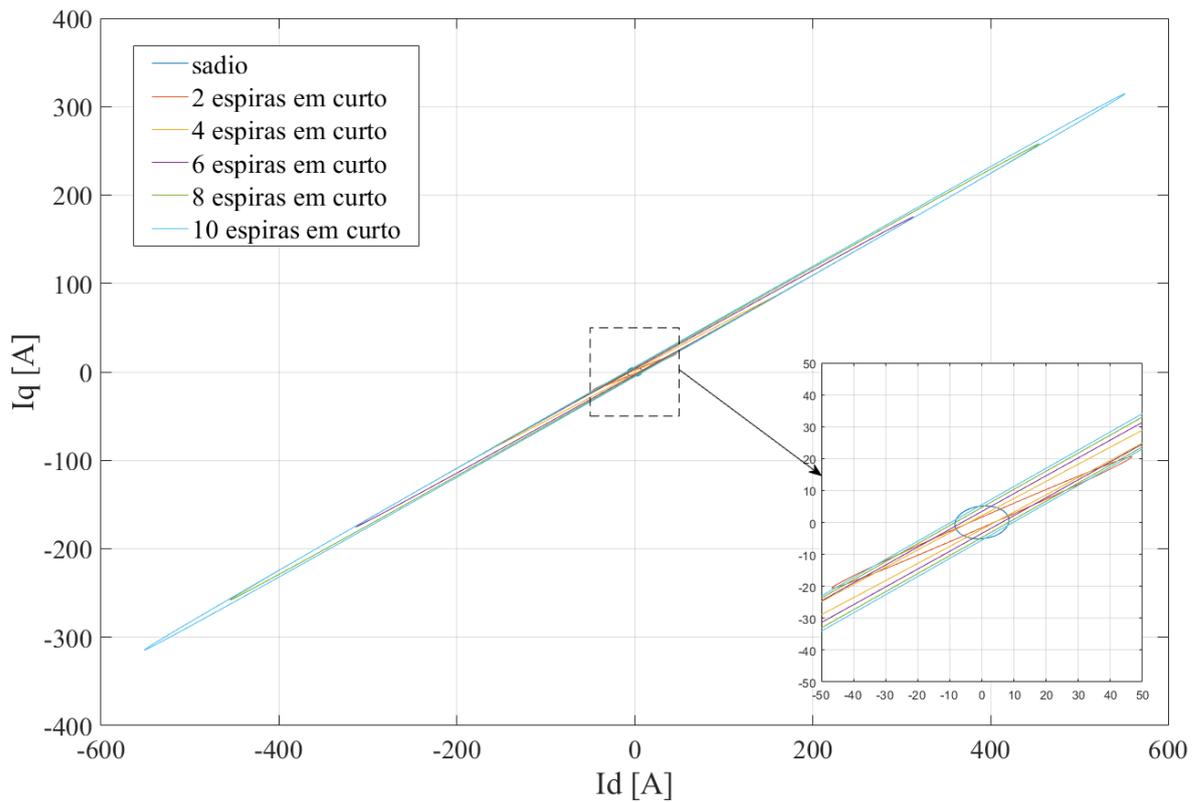


Figura 4.14: Elipses obtidas para os casos sadio e com curto na fase C.

A Figura 4.15 ilustra a comparação entre as elipses para o caso saudável e o caso de 2 espiras em curto em cada fase. É possível observar que o ângulo de rotação das elipses varia de acordo com a fase defeituosa.

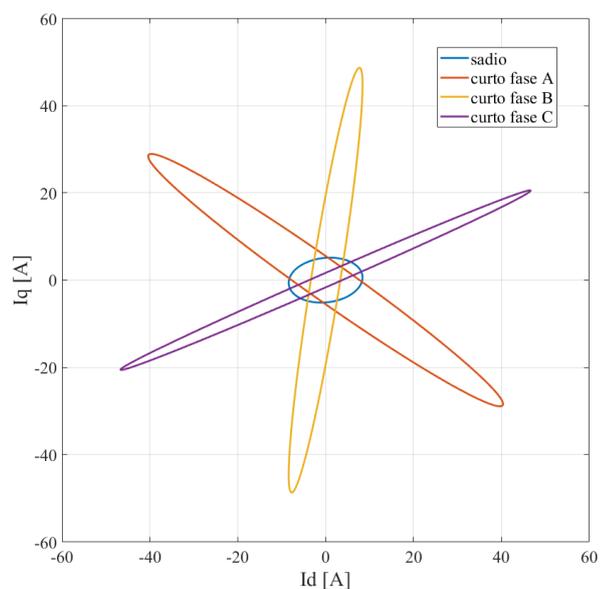


Figura 4.15: Comparação das elipses obtidas para os casos de 2 espiras em curto nas fase A, B e C.

A Figura 4.15 exibe as elipses para os casos saudável e de 2 espiras em curto na fase A, considerando tanto a carga nominal quanto 50% da carga nominal. Nota-se que tanto o raio principal quanto o raio secundário das elipses são menores para uma carga reduzida.

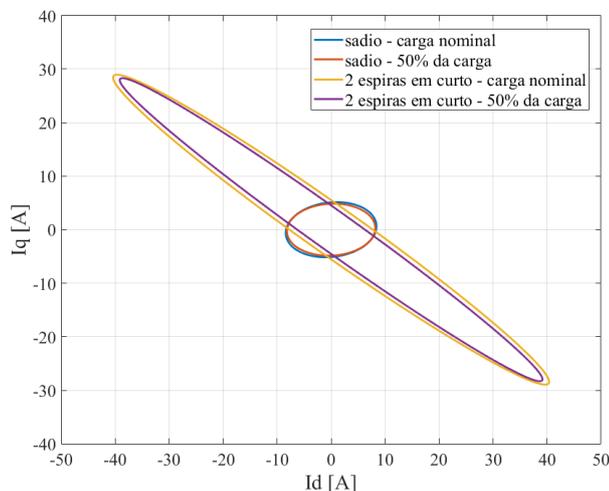


Figura 4.16: Elipses obtidas para os casos sadio e 2 espiras em curto com carga nominal e 50% da carga nominal.

4.5.2 Comparação entre Resultados Experimentais e Simulados

Para os testes experimentais, o transformador foi conectado na configuração delta-estrela aterrado. No primário, uma fonte em estrela foi empregada, aplicando-se uma tensão de fase eficaz de 30 V. O secundário foi conectado a uma carga em estrela com 15 Ω por fase. Foram obtidas as amostras de correntes primárias e secundárias para os casos sadio e de 1, 3, 7, 12, 17 e 20 espiras em curto na fase C.

A Figura 4.17 mostra as elipses obtidas tanto experimentalmente quanto por simulação através da aplicação do método do Vetor de Park para esses casos. Os resultados experimentais e simulados exibem comportamentos semelhantes para os casos analisados. No entanto, ao comparar os parâmetros das elipses experimentais e simuladas para cada caso, são observadas algumas diferenças.

As Tabelas 4.3 e 4.4 apresentam os valores e as diferenças percentuais dos parâmetros raio principal e raio secundário das elipses obtidas experimentalmente e por simulação para cada caso analisado.

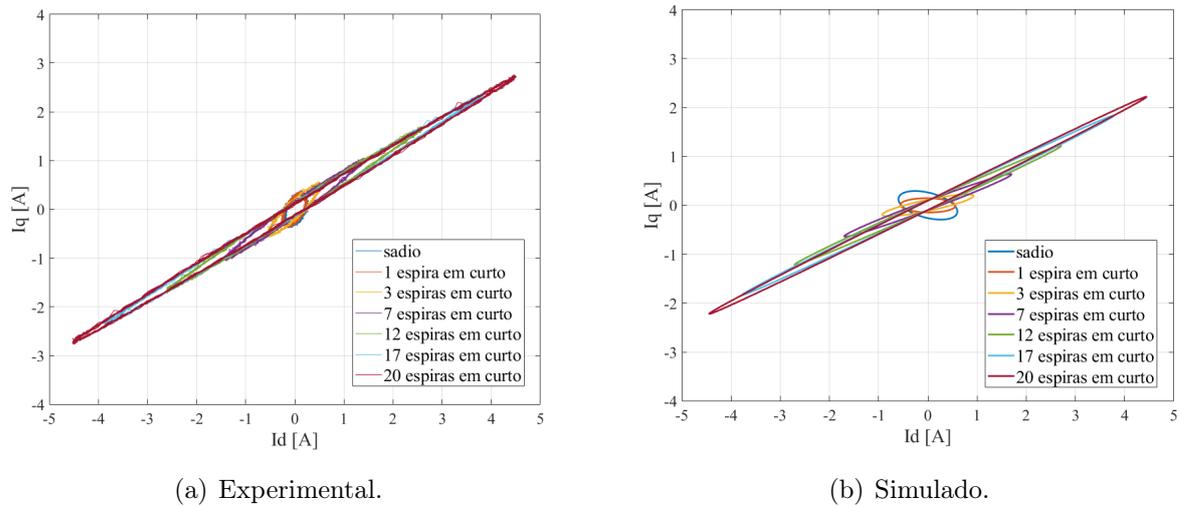


Figura 4.17: Elipses obtidas para os casos sadio e com 1, 3, 7, 12, 17 e 20 espiras em curto na fase C.

Tabela 4.3: Comparação do Raio Principal.

Caso	Experimental	Simulado	Diferença Percentual (%)
Sadio	0,35529	0,615032	73%
1 espira em curto	0,383003	0,557442	45,5%
3 espiras em curto	0,727797	0,947055	30%
7 espiras em curto	1,682583	1,814059	8%
12 espiras em curto	2,970292	2,973772	1,2%
17 espiras em curto	4,509093	4,200704	6,84%
20 espiras em curto	4,925352	4,969146	0,8%

Tabela 4.4: Comparação do Raio Secundário.

Caso	Experimental	Simulado	Diferença Percentual (%)
Sadio	0,35529	0,25589	27,98%
1 espira em curto	0,1899	0,255891	34,75 %
3 espiras em curto	0,165053	0,112932	31,58 %
7 espiras em curto	0,136903	0,092016	32,79%
12 espiras em curto	0,125343	0,085854	31,50%
17 espiras em curto	0,116042	0,084653	27,05%
20 espiras em curto	0,122898	0,084878	30,94%

Na Tabela 4.3 é possível observar que a diferença percentual diminui à medida que o

nível de curto aumenta. É possível que isto ocorra porque quanto maior o curto, maior a influência da corrente de curto nas correntes diferenciais do transformador. Nos casos de níveis de curto entre espiras mais baixos, as correntes de excitação do transformador exercem uma influência significativa nas correntes diferenciais. Assim, uma forma de melhorar a precisão do modelo é fazer representação mais precisa das correntes de excitação do transformador.

Na Tabela 4.4, observa-se que a diferença percentual entre os casos experimentais e simulados com relação ao raio secundário varia entre 27,05% e 34,75%. O raio secundário é influenciado principalmente pela permeabilidade magnética e a condutividade do núcleo. Desta forma, para aprimorar o modelo, é possível ajustar esses parâmetros.

Apesar das diferenças observadas, o propósito dessa modelagem é gerar dados sintéticos para treinar um algoritmo de ML, onde esses dados devem representar os padrões associados a diferentes casos de curto-circuito analisados. Nesse contexto, o modelo do transformador se mostra potencial para essa aplicação.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

Este estudo apresentou modelagens de descargas parciais e curto-circuito entre espiras em transformadores de potência. O modelo proposto para a análise de descargas parciais no transformador é formado pela integração de um modelo 2D em elementos finitos da DP com um modelo de transformador para transitórios rápidos. Como o modelo de DP foi implementado no software COMSOL Multiphysics, que possui um módulo de circuitos elétricos, optou-se por representar o transformador através de circuitos elétricos. Essa decisão se deve ao fato de que modelar o equipamento inteiro em 3D utilizando o MEF seria computacionalmente mais custoso.

O circuito equivalente do transformador apresenta uma quantidade considerável de indutâncias mútuas e capacitâncias parasitas, resultando em problemas de convergência na simulação devido ao mal condicionamento das matrizes. Além disso, é necessário investigar maneiras de incorporar a variação da indutância com a frequência no modelo. Embora a abordagem de modelagem de descargas parciais em transformadores de potência demonstre potencial, devido a complexidade do modelo, ainda são necessárias investigações adicionais para avançar na modelagem.

O modelo 2D em elementos finitos do transformador foi empregado para criar uma base de dados sintéticos, utilizada no treinamento do algoritmo de detecção de curto-circuitos entre espiras. Essa abordagem simplifica a obtenção dos dados de treinamento, garantindo a consideração das características físicas e construtivas do transformador. Ao aplicar o método do Vetor de Park aos dados obtidos por simulação, constatou-se que as simulações reproduziram satisfatoriamente, em termos qualitativos, os resultados esperados para o transformador saudável e defeituoso. A análise das elipses permitiu identificar

padrões associados a diferentes condições de operação e curto-circuito entre espiras em transformadores.

Os resultados derivados da validação experimental do modelo mostraram que os resultados experimentais e simulados apresentam a mesma tendência. No entanto, para minimizar as diferenças encontradas entre os resultados experimentais e simulados, é possível realizar ajustes nos parâmetros do modelo. Por exemplo, as características do núcleo do transformador podem ser obtidas e incorporadas ao modelo para melhorar sua precisão.

Considerando que o propósito dessa modelagem é gerar dados sintéticos para treinar um algoritmo de ML, onde esses dados devem representar os padrões associados a diferentes casos de curto-circuito analisados, o modelo atual se demonstra potencial para esse fim.

5.2 Trabalhos Futuros

Os estudos apresentados neste trabalho apresentam possibilidades para continuação desta pesquisa. Com relação ao desenvolvimento de um modelo de descargas parciais em transformadores de potência, podem ser realizados estudos adicionais para solucionar os desafios encontrados quanto à convergência do modelo implementado.

A modelagem 2D do transformador para a geração do banco de dados sintéticos destinado ao diagnóstico de curtos-circuitos entre espiras demonstrou que uma análise mais detalhada do modelo pode permitir a identificação de quais parâmetros influenciam de forma mais significativa os resultados e como suas variações podem ser ajustadas para obter um modelo mais preciso e representativo do comportamento real do transformador.

Referências

- [1] MURUGAN, R.; RAMASAMY, R. Failure analysis of power transformer for effective maintenance planning in electric utilities. *Engineering Failure Analysis*, v. 55, p. 182–192, set. 2015. ISSN 13506307. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1350630715001843>>.
- [2] AJ, C.; SALAM, M.; RAHMAN, Q.; WEN, F.; ANG, S.; VOON, W. Causes of transformer failures and diagnostic methods – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 1442–1456, fev. 2018. ISSN 13640321. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117307967>>.
- [3] KUMAR, P.; VERMA, P. *Review Paper on Diagnostics Study of Dry Transformer*. [S.l.].
- [4] OLIVEIRA, L. M. R. de. *DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE UM MODELO COMPUTACIONAL PARA O ESTUDO DE AVARIAS NOS ENROLAMENTOS DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS*. Tese (Dissertação de Mestrado) — Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Portugal, 2001.
- [5] KAVANAGH, D. F.; GYFTAKIS, K. N.; MCCULLOCH, M. D. Thermal Degradation Phenomena of Polymer Film on Magnet Wire for Electromagnetic Coils. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 57, n. 1, p. 458–467, jan. 2021. ISSN 0093-9994, 1939-9367. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9269421/>>.
- [6] IEC60270, I. E. C. IEC60270 high-voltage test techniques – partial discharge measurements. n. IEC 60270, 2000.
- [7] METWALLY, I. Failures, Monitoring and New Trends of Power Transformers. *IEEE Potentials*, v. 30, n. 3, p. 36–43, maio 2011. ISSN 0278-6648. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5764361/>>.
- [8] Hongxin Ji; Yangchun Cheng; Chengrong Li; Kai Chen; Chun Deng; Shaoyu Liu. The developing rules of partial discharge in the inter-turn insulation of transformers under constant AC voltage. In: *2012 International Conference on High Voltage Engineering and Application*. Shanghai, China: IEEE, 2012. p. 219–224. ISBN 978-1-4673-4746-4 978-1-4673-4747-1 978-1-4673-4745-7. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6357025/>>.
- [9] ZHENG, Z.; YANG, Y.; LI, C.; LIU, S.; MA, J. Characteristics of partial discharge during its evolution in transformer winding. In: *2010 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. San Diego, CA, USA: IEEE, 2010. p. 1–4. ISBN 978-1-4244-6298-8. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5549837/>>.

- [10] OLEG, S.; OLEKSII, K. Recognition of High-Temperature Overheating in High-Voltage Power Transformers by Dissolved Gas Analysis. In: *2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*. Kremenchuk, Ukraine: IEEE, 2021. p. 1–6. ISBN 978-1-66542-366-3. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9598575/>>.
- [11] HUSSAIN, M. R.; REFAAT, S. S.; ABU-RUB, H. Overview and Partial Discharge Analysis of Power Transformers: A Literature Review. *IEEE Access*, v. 9, p. 64587–64605, 2021. ISSN 2169-3536. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9411852/>>.
- [12] LEAL, G.; MEIRA, M.; BOSSIO, G.; ALVAREZ, R.; VERUCCHI, C. Detection of Inter-turn Short Circuits in Power Transformers Windings: State of the Art. In: *2020 IEEE Congreso Bienal de Argentina (ARGENCON)*. Resistencia, Argentina: IEEE, 2020. p. 1–8. ISBN 978-1-72815-957-7. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9505462/>>.
- [13] CARUSO, M. *Contribuições para o Sistema de Monitoramento e Diagnóstico de Transformadores a Seco com invólucro de Proteção IP23*. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal Fluminense, 2023.
- [14] DESENVOLVIMENTO e implementação de um modelo computacional para o estudo de avarias nos enrolamentos de transformadores trifásicos – Abordagem a um novo método de diagnóstico. Tese (Dissertação de Mestrado), Coimbra, Portugal, 2001.
- [15] MÁQUINAS elétricas de Fitzgerald e Kingsley. [S.l.]: Amgh, 2021. ISBN 978-85-8055-373-4.
- [16] FUNDAMENTOS de máquinas elétricas. [S.l.]: Amgh, 2021. ISBN 978-85-8055-206-5.
- [17] TBS, B. *Transformers & Busways solutions. High efficiency cast resin transformers up to 5000 kVA, 36 kV*.
- [18] TRANSFORMER, V. P. *The Transformer Magnetic Circuit*. 2024. Disponível em: <<https://vietnamtransformer.com/our-news/the-magnetic-circuit-of-transformer>>.
- [19] DAMIÃO, L. *Desenvolvimento de um Sistema de Monitoramento Online de Descargas Parciais para Transformadores De Potência*. Tese (Dissertação de Mestrado), UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, 2021.
- [20] WINDERS, J. J. *Power transformers: principles and applications*. New York: M. Dekker, 2002. (Power engineering, 17). ISBN 978-0-8247-0766-8.
- [21] MADUREIRA, A. E. *Análise Dielétrica de um Transformador de Potência*. Tese (Dissertação de Mestrado), 2014.
- [22] CIGRE. *An international survey on failures in large power transformers*. 1983.
- [23] OLIVEIRA, L. *Desenvolvimento de Métodos de detecção de Avarias e Algoritmos de Proteção para Aplicação em Sistemas de Monitorização Contínua de Transformadores Trifásicos*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade de Coimbra, Portugal, 2013.

- [24] BECHARA, R. *Análise de Falhas de Transformadores de Potência*. Tese (Dissertação de Mestrado), 2010.
- [25] FERREIRA, A. *CÁLCULO DE ÍNDICES DE SAÚDE, VIDA RESTANTE E PROBABILIDADE DE FALHA DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA AT/MT*. Tese (Dissertação de Mestrado), 2015.
- [26] Tim Erwin. *Introduction to Partial Discharge (Cause, Effects and Detection)*.
- [27] MOEIN, S.; BORGHEI, R.; GHASSEMI, M.; SAFAAI-JAZI, A. *The Modeling of Partial Discharge under Fast, Repetitive Voltage Pulses Using Finite-Element Analysis*. [S.l.], 2020.
- [28] Omicron Energy. MONGEMO Sistema de monitoramento de descarga parcial on-line permanente para geradores de energia e motores elétricos. p. 1–12, 12 2020. Disponível em: <www.omicronenergy.com/mongemo>.
- [29] JÚNIOR, A. M. G. *Localização de Descargas Parciais nos Enrolamentos de Transformadores por meio da Análise de Pulsos de Corrente*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Junho 2018.
- [30] MASSINGUE, F.; MEIJER, S.; AGORIS, P. D.; SMIT, J. J.; LOPEZ-ROLDAN, J. Partial discharge pattern analysis of modeled insulation defects in transformer insulation. In: *Conference Record of IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. [S.l.: s.n.], 2007. v. 2007, p. 542–545. ISBN 1424403332. ISSN 01642006.
- [31] RODRIGUES, T. B. *DETECÇÃO, SEPARAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE SINAIS DE DESCARGAS PARCIAIS EM ISOLAMENTOS DE ALTA TENSÃO*. Tese (Doutorado) — PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO, Rio de Janeiro, Brazil, 9 2019. Disponível em: <http://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/Busca_etds.php?strSecao=resultadonrSeq=50141@1>.
- [32] MONDAL, M.; KUMBHAR, G. B. *A Generalized Algorithm to Compute Response of Partial Discharge in a Transformer Winding Using its Equivalent Ladder Network*. [S.l.].
- [33] Conseil international des grands reseaux electriques. Comite d’etudes D1.; Impr. Conformes). *Partial discharges in transformers*. [S.l.]: CIGRE, 2017. ISBN 9782858733798.
- [34] RETHMEIER, K.; KRUGER, M.; KRAETGE, A.; PLATH, R.; KOLTUNOWICZ, W.; OBRALIC, A.; KALKNER, W. Experiences in on-site partial discharge measurements and prospects for PD monitoring. In: *2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. Beijing, China: IEEE, 2008. p. 1279–1283. ISBN 978-1-4244-1621-9. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4580210/>>.
- [35] WERLE, P.; BORSI, H.; GOCKENBACH, E. Diagnosing the insulation condition of dry type transformers using a multiple sensor partial discharge localization technique. In: *Conference Record of IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. [S.l.: s.n.], 2002. p. 166–169. ISSN 01642006.
- [36] ENGELEN, C.; KRÜGER, M.; RANNINGER, U.; KRAETGE, A. On-site partial discharge diagnostics of cast-resin transformers. 2021.

- [37] ENGELEN, C.; LOZANO, V. On-Site Dry-type Power Transformer Condition Assessment based on Partial Discharge Activity. In: *2019 6th International Advanced Research Workshop on Transformers (ARWtr)*. Cordoba, Spain: IEEE, 2019. p. 93–98. ISBN 978-84-09-11743-7. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8930181/>>.
- [38] MEIRA, M.; RUSCHETTI, C. R.; ÁLVAREZ, R. E.; VERUCCHI, C. J. Power transformers monitoring based on electrical measurements: state of the art. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 12, n. 12, p. 2805–2815, jul. 2018. ISSN 1751-8695, 1751-8695. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2017.2086>>.
- [39] KANG, Y.-C.; LEE, B.-E.; ZHENG, T.-Y.; KIM, Y.-H.; CROSSLEY, P. Protection, faulted phase and winding identification for the three-winding transformer using the increments of flux linkages. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 4, n. 9, p. 1060, 2010. ISSN 17518687. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2010.0094>>.
- [40] KANG, Y.; LEE, B.; KANG, S.; CROSSLEY, P. Transformer protection based on the increment of flux linkages. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 151, n. 4, p. 548, 2004. ISSN 13502360. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd_20040378>.
- [41] ZHAO, X.; YAO, C.; ZHOU, Z.; LI, C.; WANG, X.; ZHU, T.; ABUSIADA, A. Experimental Evaluation of Transformer Internal Fault Detection Based on $V - I$ Characteristics. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 67, n. 5, p. 4108–4119, maio 2020. ISSN 0278-0046, 1557-9948. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8730484/>>.
- [42] Chenguo Yao; Zhongyong Zhao; Yu Chen; Xiaohan Chen; Chengxiang Li; Wei Li; Jian Wang. Detection of internal winding faults in power transformers based on graphical characteristics of voltage and current. In: *2014 ICHVE International Conference on High Voltage Engineering and Application*. Poznan, Poland: IEEE, 2014. p. 1–4. ISBN 978-1-4799-6613-4. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7035475/>>.
- [43] OLIVEIRA, L. M. R.; CARDOSO, A. J. M. A Permeance-Based Transformer Model and Its Application to Winding Interturn Arcing Fault Studies. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 25, n. 3, p. 1589–1598, jul. 2010. ISSN 0885-8977, 1937-4208. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5406040/>>.
- [44] VENIKAR, P. A.; BALLAL, M. S.; UMRE, B. S.; SURYAWANSHI, H. M. Condition assessment of transformer by park’s vector and symmetrical components to detect inter turn fault. In: *2013 IEEE 1st International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON)*. Kolkata, India: IEEE, 2013. p. 163–168. ISBN 978-1-4799-0083-1 978-1-4799-0081-7. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6737491/>>.
- [45] EISSA, M. M.; SHEHAB-ELDIN, E. H.; MASOUD, M. E.; ABD-ELATIF, A. S. Digital technique for power transformer fault detection based on positive sequence admittance approach. In: *2008 12th International Middle-East Power System Conference*. Aswan, Egypt: IEEE, 2008. p. 517–522. ISBN 978-1-4244-1933-3. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4562348/>>.

- [46] VAHEDI, A.; BEHJAT, V. Online monitoring of power transformers for detection of internal winding short circuit faults using negative sequence analysis. *European Transactions on Electrical Power*, v. 21, n. 1, p. 196–211, jan. 2011. ISSN 1430144X. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/etep.431>>.
- [47] BORGHEI, M.; GHASSEMI, M. Partial Discharge Finite Element Analysis under Fast, Repetitive Voltage Pulses. In: *2019 IEEE Electric Ship Technologies Symposium (ESTS)*. Washington, DC, USA: IEEE, 2019. p. 324–328. ISBN 978-1-5386-7560-1. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8847797/>>.
- [48] ILLIAS, H.; CHEN, G.; LEWIN, P. L. Partial discharge behavior within a spherical cavity in a solid dielectric material as a function of frequency and amplitude of the applied voltage. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, v. 18, n. 2, p. 432–443, abr. 2011. ISSN 1070-9878. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5739447/>>.
- [49] NIEMEYER, L. A generalized approach to partial discharge modeling. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, v. 2, n. 4, p. 510–528, ago. 1995. ISSN 10709878. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/407017/>>.
- [50] BORGHEI, M. *The Modeling of Partial Discharge under Fast, Repetitive Voltage Pulses Using Finite-Element Analysis*. Tese (Doutorado) — Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, Virginia, 2020.
- [51] JAFARI, A. M.; AKBARI, A. Partial discharge localization in transformer windings using multi-conductor transmission line model. *Electric Power Systems Research*, v. 78, n. 6, p. 1028–1037, jun. 2008. ISSN 03787796. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779607001745>>.
- [52] MARTINEZ-VELASCO, J. A. (Ed.). *Power system transients: parameter determination*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2010. OCLC: ocn431933339. ISBN 978-1-4200-6529-9.
- [53] HOSSEINI, S.; VAKILIAN, M.; GHAREHPETIAN, G. Comparison of Transformer Detailed Models for Fast and Very Fast Transient Studies. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, n. 2, p. 733–741, abr. 2008. ISSN 0885-8977, 1937-4208. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4443847/>>.
- [54] POPOV, M.; SLUIS, L. van der; SMEETS, R. P. P.; ROLDAN, J. L. Analysis of Very Fast Transients in Layer-Type Transformer Windings. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 1, p. 238–247, jan. 2007. ISSN 0885-8977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4039465/>>.
- [55] FERGESTAD, P.; HENRIKSEN, T. Transient Oscillations in Multiwinding Transformers. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93, n. 2, p. 500–509, mar. 1974. ISSN 0018-9510. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4075385/>>.
- [56] RAGAVAN, K.; SATISH, L. An Efficient Method to Compute Transfer Function of a Transformer From its Equivalent Circuit. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 2, p. 780–788, abr. 2005. ISSN 0885-8977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1413316/>>.

- [57] GÓMEZ, P.; URIBE, F. A. The numerical Laplace transform: An accurate technique for analyzing electromagnetic transients on power system devices. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 31, n. 2-3, p. 116–123, fev. 2009. ISSN 01420615. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061508001002>>.
- [58] GOMEZ, P.; LEON, F. de; HERNANDEZ, I. A. Impulse-Response Analysis of Toroidal Core Distribution Transformers for Dielectric Design. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, p. 1231–1238, abr. 2011. ISSN 0885-8977, 1937-4208. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5645726/>>.
- [59] BJERKAN, E. *High frequency modeling of power transformers: stresses and diagnostics*. Trondheim: NTNU, 2005. ISBN 978-82-471-6925-4.
- [60] LIANG, G.; SUN, H.; ZHANG, X.; CUI, X. Modeling of Transformer Windings Under Very Fast Transient Overvoltages. *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, v. 48, n. 4, p. 621–627, nov. 2006. ISSN 0018-9375. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4014658/>>.
- [61] HIPPEL, A. R. V. (Ed.). *Dielectric materials and applications*. New ed., 2. ed. Boston London: Artech House, 1995. (Artech House microwave library). ISBN 978-1-58053-123-8 978-0-89006-805-2.
- [62] MOMBELLO, E. E.; VENERDINI, G. G.; FLÓREZ, G. A. D. Optimized high-frequency white-box transformer model for implementation in ATP-EMTP. *Electric Power Systems Research*, v. 213, p. 108709, dez. 2022. ISSN 03787796. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779622007714>>.

APÊNDICE A – Parâmetros calculados para o transformador de média tensão

Este apêndice consta as matrizes de capacitância, de indutância e de resistência DC calculadas para o transformador utilizado.

Matriz de Capacitâncias [pF]																								
Divisão	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	7718.6	-7666.1	-3.3	-26.3	-2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	-7666.1	14846.6	-7162.2	-3.2	-8.1	-2.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	-3.3	-7162.2	7303.6	-0.7	-2.6	-11.2	-0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	-26.3	-3.2	-0.7	7397.8	-7321	-10.24	-26.8	-2.8	-0.5	-11.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	-2.1	-8.1	-2.6	-7321	14239.6	-6890.2	-3.4	-7.7	-3.3	-0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	-2.4	-11.2	-10.24	-6890.2	7046.2	-0.6	-3	-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	-0.2	-26.8	-3.4	-0.6	7399.2	-7322.4	-4.5	-26.8	-3.1	-0.6	-1.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	-2.8	-7.7	-3	-7322.4	14251.8	-6901.1	-3.2	-7.4	-2.4	-0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	-0.5	-3.3	-11	-4.5	-6901.1	7057	-0.6	-3	-11.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	-11.7	-0.1	0	-26.8	-3.2	-0.6	7374.6	-7297.8	-4.4	-26.7	-3.3	-0.6	-1.7	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	-3.1	-7.4	-3	-7297.8	14211	-6885	-3	-7.5	-3.2	-0.1	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	-0.6	-2.4	-11.1	-4.4	-6885	7041	-0.5	-2.5	-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	-1.6	-0.4	0	-26.7	-3	-0.5	7389	-7312.2	-4.4	-26.8	-2.9	-0.5	-1.6	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.3	-7.5	-2.5	-7312.2	14234	-6893.4	-3.6	-7.4	-2.5	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.6	-3.2	-11	-4.4	-6893.4	7049.4	-0.6	-3.1	-11.1	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.7	-0.1	0	-26.8	-3.6	-0.6	7393.2	-7315.9	-4.9	-26.8	-2.9	-0.6	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.9	-7.4	-3.1	-7315.9	14236.8	-6892.6	-3.6	-7.7	-3	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.5	-2.5	-11.1	-4.9	-6892.6	7049	-0.5	-2.8	-11	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.6	0	0	-26.8	-3.6	-0.5	7400.4	-7323.4	-4.8	-27.7	-3.2	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.9	-7.7	-2.8	-7323.4	14242.6	-6890.9	-2.9	-7.3	-2.9
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.6	-3	-11	-4.8	-6890.9	7047.2	-0.5	-2.6	-11.1
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-27.7	-2.9	-0.5	7381.2	-7324	-8.1
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.2	-7.3	-2.6	-7324	14260	-6918.3
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.9	-11.1	-8.1	-6918.3	7063.2	0

Figura A.1: Matriz de capacitâncias.

Matriz de Indutâncias [mH]																								
Divisão	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	13.282	13.241	13.186	13.023	13.022	13.018	12.86	12.86	12.861	12.739	12.739	12.738	12.638	12.637	12.636	12.564	12.55	12.549	12.477	12.475	12.473	12.413	12.412	12.41
2	13.241	13.278	13.24	13.023	13.028	13.028	12.86	12.862	12.864	12.74	12.739	12.74	12.638	12.637	12.638	12.565	12.551	12.55	12.479	12.476	12.474	12.415	12.41	12.408
3	13.186	13.24	13.274	13.025	13.028	13.033	12.86	12.863	12.866	12.739	12.739	12.741	12.637	12.636	12.636	12.562	12.547	12.546	12.474	12.471	12.47	12.41	12.407	12.406
4	13.023	13.023	13.025	13.25	13.208	13.152	12.997	12.995	12.99	12.838	12.839	12.838	12.723	12.723	12.722	12.641	12.626	12.626	12.546	12.545	12.544	12.477	12.475	12.473
5	13.022	13.028	13.028	13.208	13.243	13.204	12.994	12.998	12.998	12.838	12.839	12.842	12.722	12.723	12.722	12.639	12.625	12.624	12.545	12.543	12.542	12.475	12.473	12.471
6	13.018	13.028	13.033	13.152	13.204	13.239	12.989	12.998	13.003	12.838	12.841	12.844	12.722	12.723	12.723	12.638	12.625	12.624	12.544	12.542	12.541	12.474	12.472	12.47
7	12.86	12.86	12.86	12.997	12.994	12.989	13.229	13.186	13.13	12.98	12.978	12.973	12.827	12.828	12.828	12.731	12.718	12.717	12.627	12.626	12.625	12.552	12.55	12.548
8	12.86	12.862	12.863	12.995	12.998	12.998	13.186	13.221	13.183	12.978	12.982	12.981	12.828	12.83	12.83	12.731	12.718	12.718	12.626	12.625	12.624	12.549	12.549	12.547
9	12.861	12.864	12.866	12.99	12.998	13.003	13.13	13.183	13.217	12.973	12.982	12.987	12.828	12.83	12.832	12.73	12.718	12.718	12.625	12.625	12.624	12.549	12.547	12.546
10	12.739	12.74	12.739	12.838	12.838	12.838	12.98	12.978	12.973	13.218	13.176	13.12	12.976	12.974	12.969	12.841	12.828	12.828	12.724	12.723	12.722	12.638	12.637	12.637
11	12.739	12.739	12.739	12.839	12.839	12.841	12.978	12.982	12.982	13.176	13.211	13.171	12.973	12.977	12.976	12.841	12.829	12.83	12.722	12.723	12.722	12.637	12.636	12.635
12	12.738	12.74	12.741	12.838	12.842	12.844	12.973	12.981	12.987	13.12	13.171	13.206	12.969	12.977	12.977	12.841	12.83	12.832	12.723	12.722	12.723	12.636	12.635	12.635
13	12.638	12.638	12.637	12.723	12.722	12.722	12.827	12.828	12.828	12.976	12.973	12.969	13.218	13.176	13.12	12.994	12.978	12.973	12.839	12.838	12.838	12.739	12.739	12.739
14	12.637	12.637	12.636	12.723	12.723	12.723	12.828	12.83	12.83	12.974	12.977	12.977	13.176	13.211	13.172	12.992	12.982	12.982	12.838	12.84	12.841	12.739	12.739	12.739
15	12.636	12.638	12.636	12.722	12.722	12.723	12.828	12.83	12.832	12.969	12.976	12.982	13.12	13.172	13.206	12.986	12.981	12.987	12.839	12.841	12.842	12.738	12.739	12.74
16	12.564	12.565	12.562	12.641	12.639	12.638	12.731	12.731	12.73	12.841	12.841	12.841	12.994	12.992	12.986	13.203	13.2	13.144	13.009	13.008	13.003	12.873	12.873	2.8734
17	12.55	12.551	12.547	12.626	12.625	12.625	12.718	12.718	12.718	12.828	12.829	12.83	12.978	12.982	12.981	13.2	13.221	13.183	12.994	12.998	12.998	12.859	12.862	12.863
18	12.549	12.55	12.546	12.626	12.624	12.624	12.717	12.718	12.718	12.828	12.83	12.832	12.973	12.982	12.987	13.144	13.183	13.217	12.99	12.998	13.003	12.861	12.863	12.865
19	12.477	12.479	12.474	12.546	12.545	12.544	12.627	12.626	12.625	12.724	12.722	12.723	12.839	12.838	12.839	13.009	12.994	12.99	13.208	13.152	13.024	13.022	13.018	13.018
20	12.475	12.476	12.471	12.545	12.543	12.542	12.626	12.625	12.625	12.723	12.723	12.722	12.838	12.84	12.841	13.008	12.998	12.998	13.208	13.243	13.205	13.022	13.027	13.027
21	12.473	12.474	12.47	12.544	12.542	12.541	12.625	12.624	12.624	12.722	12.722	12.723	12.838	12.841	12.842	13.003	12.998	13.003	13.152	13.205	13.239	13.017	13.026	13.032
22	12.413	12.415	12.41	12.477	12.475	12.474	12.552	12.549	12.549	12.638	12.637	12.636	12.739	12.739	12.738	12.873	12.859	12.861	13.024	13.022	13.017	13.284	13.243	13.168
23	12.412	12.41	12.407	12.475	12.473	12.472	12.55	12.549	12.547	12.637	12.636	12.635	12.739	12.739	12.739	12.873	12.862	12.863	13.022	13.027	13.026	13.243	13.279	13.241
24	12.41	12.408	12.406	12.473	12.471	12.47	12.548	12.547	12.546	12.637	12.635	12.635	12.739	12.739	12.74	2.8734	12.863	12.865	13.018	13.027	13.032	13.168	13.241	13.276

Figura A.2: Matriz de indutâncias.

Divisão	Rdc [Ω]
1	0.0144
2	0.0137
3	0.0129
4	0.0144
5	0.0137
6	0.0129
7	0.0144
8	0.0137
9	0.0129
10	0.0144
11	0.0137
12	0.0129
13	0.0144
14	0.0137
15	0.0129
16	0.0144
17	0.0137
18	0.0129
19	0.0144
20	0.0137
21	0.0129
22	0.0144
23	0.0137
24	0.0129

Figura A.3: Resistências DC.