

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Desenvolvimento de um Sistema de Monitoramento
Online de Descargas Parciais para Transformadores De
Potência**

Laerty João Dos Santos Damião

Itajubá, 2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Laerty João Dos Santos Damião

**Desenvolvimento de um Sistema de Monitoramento
Online de Descargas Parciais para Transformadores De
Potência**

Dissertação submetida ao Programa de Pós- Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Coorientador: Prof. Dr. Ronaldo Rossi

Itajubá, 2021

"The beginning of knowledge is the discovery of something we do not understand"

Frank Herbert

AGRADECIMENTOS

A Deus, por tudo!

Aos meus pais, Edmirson e Cristina, aos meus avós, à minha irmã, Sabrina, e à Jordana por sempre estarem presente e pelo apoio e amor incondicional.

Aos professores Edson da Costa Bortoni e Ronaldo Rossi, pela orientação, confiança e ensinamentos.

Ao Guilherme Ferraz, por me auxiliar durante toda esta jornada, pela confiança, por todos os ensinamentos nos mais diversos assuntos da engenharia elétrica e por todas as experiências compartilhadas comigo nestes últimos anos.

Aos amigos da HVEX, por todo suporte, pela convivência diária e compartilhamento de ideias. Em especial, ao Renato Capelini e ao Rogério Salustiano que, juntos com o Guilherme, me forneceram todas as condições de realizar este trabalho.

Aos professores Francisco Baracho e Wilington Zvietcovich que, ainda na graduação, me forneceram tantas oportunidades.

Aos amigos Patrick Trevizani e Ricardo Coelho que, mesmo distantes, sempre se fazem presentes.

Ao Grupo Energisa, por todo suporte técnico e disponibilização de estrutura no âmbito do programa de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

À UNIFEI, por todo suporte e aprendizado.

RESUMO

As falhas graves em transformadores de potência são normalmente impulsionadas por problemas nos componentes isolantes, sejam eles internos ao tanque ou nas buchas, e constituem uma das ocorrências mais críticas do sistema elétrico. Desse modo, a avaliação da condição de isolamento de um transformador é de grande importância para a eficiência operacional da transmissão e distribuição de energia elétrica. No entanto, como os sistemas de isolamento são complexos, muitos desafios são vistos em termos dos sistemas de medição e modos de análises de parâmetros críticos como as descargas parciais (DPs), que são, reconhecidamente, um fenômeno que carrega informações relevantes sobre a saúde de um equipamento de alta tensão. Neste contexto, esta dissertação aborda o desenvolvimento de um sistema de monitoramento *online* de descargas parciais para transformadores de potência. O sistema aplica o método elétrico para detectar os pulsos de descargas através de acoplamento capacitivo em buchas condensivas com terminal de teste acessível e é integrado por um *software* proprietário para processamento de dados e comunicação com sistemas supervisórios através do protocolo DNP 3. A robustez do sistema desenvolvido e a garantia da integridade do equipamento monitorado, bem como a capacidade de correlacionar dados para rastrear as condições do ativo foram verificados por testes laboratoriais e aplicações reais em subestações. Nesse último caso, os resultados foram explorados para mostrar como as informações de uma DP podem ser interpretadas em situações práticas para analisar as condições do ativo e auxiliar na definição diagnósticos.

Palavras-chave: Buchas, Descargas Parciais, Monitoramento, Transformadores de Potência, *Tap*.

ABSTRACT

Serious failures in power transformers are usually driven by problems in the insulation structures, whether internal to the tank or in the bushings, and constitute one of the most critical occurrences of the power system. Thus, the evaluation of the insulation condition of a transformer is of great importance for the operational efficiency of the transmission and distribution of electrical energy. However, as insulation systems are complex, many challenges are seen in terms of measurement systems and modes of analysis of critical parameters such as partial discharges (PDs), which are recognized as a phenomenon that carries relevant information regarding the health of a high voltage equipment. In this context, this dissertation addresses the development of an online monitoring system for partial discharges for power transformers. The system applies the electrical method to detect the discharge pulses through capacitive coupling in condenser bushings and is integrated by a proprietary software for data processing and communication with supervisory systems through the DNP 3 protocol. The robustness of the developed system and the guarantee of integrity of the monitored equipment, as well as the ability to correlate data to track the condition of the asset, were verified by laboratory tests and real applications in substations. In the latter case, the results were explored to show how information from a PD can be interpreted in practical situations to analyze the conditions of the asset and assist in defining diagnoses.

Keywords: Bushings, Monitoring, Partial Discharges, Power Transformers, Tap.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 – Origem dos transitórios elétricos e faixas de frequências associadas.	14
Tabela 3-1 – Falhas típicas em transformadores e possíveis técnicas de monitoramento.	60
Tabela 4-1 – Diagnóstico de DPs pelos métodos de Dornenburg e de Rogers.	86
Tabela 4-2 – Diagnósticos a partir do método de Duval: triângulo original.	87
Tabela 4-3 – Diagnósticos a partir do triângulo de Duval: triângulo revisado.	87
Tabela 5-1 – Valores das capacitâncias internas da bucha ABB modelo GOB 650-1250.	106
Tabela 5-2 – Especificações dos dispositivos de proteção do acoplador.	107
Tabela 5-3 – Capacitância equivalente dos dispositivos de proteção do acoplador e do cabramento para unidade de aquisição.	107
Tabela 5-4 – Especificações da unidade de aquisição.	110
Tabela 5-5 – Variáveis enviadas para sistema SCADA.	118
Tabela 5-6 – Potenciais de análise a partir das variáveis de envio.	118
Tabela 6-1 – Máximas valores de descargas parciais detectadas.	135
Tabela 6-2 – Valores máximo e mínimo de carga aparente em cada fase.	141
Tabela 6-3 – Concentração de gases dissolvidos em óleo.	143
Tabela 6-4 – Nível de DPs medidas.	145

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 – Indução de tensão em espiras percorridas por fluxo magnético.	8
Figura 2-2 – Transformador com fonte de tensão conectada ao primário e sem carga. (a) Representação convencional; (b) Representação em diagrama elétrico.	10
Figura 2-3 – Transformador com fonte de tensão conectada ao primário e com carga. (a) Representação convencional; (b) Representação em diagrama elétrico.	11
Figura 2-4 – Circuito equivalente T de um transformador real.	12
Figura 2-5 – Circuito equivalente L de um transformador real.	13
Figura 2-6 – Circuito equivalente L desconsiderando ramo de excitação.	14
Figura 2-7 – Modelo equivalente para faixa de frequência de 50/60 a 20 kHz.	15
Figura 2-8 – Modelo equivalente para faixa de frequência de 10 kHz a 3 MHz.	15
Figura 2-9 – Modelo equivalente para faixa de frequência de 100 kHz a 50 MHz.	16
Figura 2-10 – Isolamento entre bobinas de AT e BT.	17
Figura 2-11 – Construção do isolamento entre bobinas durante fabricação de um transformador.	17
Figura 2-12 – Transformador de potência.	22
Figura 2-13 – Núcleo de um transformador.	23
Figura 2-14 – Excitação do núcleo. (a) Fluxo magnético senoidal. (b) Laço de histerese.	24
Figura 2-15 – (a) Corrente de Foucault. (b) Laminação do núcleo.	24
Figura 2-16 – Vista superior de uma coluna do núcleo.	25
Figura 2-17 - Núcleo durante construção.	25
Figura 2-18 – Núcleo tipo envolvido. (a) Construção. (b) Vista em corte.	26
Figura 2-19 – Núcleo tipo envolvido para transformador trifásico. (a) União de três núcleos simples do tipo envolvido. (b) Resultante da união. (c) Construção prática.	26
Figura 2-20 – Transformador tipo núcleo envolvente. (a) Construção. (b) Vista em corte.	27
Figura 2-21 – Núcleo tipo envolvente para transformador trifásico. (a) União de três núcleos simples. (b) Resultante da união.	28
Figura 2-22 – Enrolamento em panqueca.	29
Figura 2-23 – Enrolamentos em panqueca empilhados.	30
Figura 2-24 - Enrolamento em camadas.	30
Figura 2-25 – Enrolamento Helicoidal.	31
Figura 2-26 – Estrutura de um enrolamento em disco.	32
Figura 2-27 – Enrolamento em disco.	32
Figura 2-28 – Montagem do tanque de um transformador.	33
Figura 2-29 – Tanque selado.	34
Figura 2-30 – Sistema de preservação de óleo com tanque conservador.	34
Figura 2-31 – Relé de Buchholz.	35
Figura 2-32 – Estrutura típica de uma bucha de AT para transformador.	37
Figura 2-33 – Bucha não-capacitiva.	38
Figura 2-34 – Distribuição de tensão nas buchas não-capacitivas.	39
Figura 2-35 - Estrutura de uma bucha condensiva.	40

Figura 36 – Distribuição de campo elétrico em buchas condensivas.	40
Figura 2-37 – Representação elétrica do isolamento da bucha.	40
Figura 2-38 – Circuito equivalente e diagrama fasorial de uma bucha condensiva energizada.	41
Figura 2-39 – Processo de fabricação de uma bucha OIP. (a) Construção das camadas de isolamento. (b) Montagem. (c) Processo de vácuo com impregnação de óleo. (d) Ensaios.	42
Figura 2-40 – Processo de fabricação de uma bucha tipo RIP. (a) Construção das camadas de isolamento. (b) Secagem e impregnação com resina a vácuo. (c) Usinagem. (d) Ensaios de rotina.	43
Figura 2-41 – Comutador de <i>tap</i> para operação desenergizada.	44
Figura 2-42 – OLTC com chave comutadora.	46
Figura 2-43 – Princípio de operação do comutador de <i>tap</i>	46
Figura 2-44 – Comutador de <i>tap</i> de montagem interna ao tanque.	47
Figura 2-45 – Comutador de <i>tap</i> externo.	48
Figura 3-1 – Padrão de falha de um transformador.	52
Figura 3-2 – Decomposição da taxa de falha de um transformador.	52
Figura 3-3 – Funcionalidades do monitoramento e do diagnóstico.	54
Figura 3-4 – Árvore de falhas de um transformador de potência.	61
Figura 4-1 – Tipos de descargas parciais. (a) Superficial; (b) Externa; (c) Interna (cavidades preenchidas por gases); (d) Interna (cavidade e arborescências).	64
Figura 4-2 – Modelo a-b-c para ocorrência de uma DP.	65
Figura 4-3 – Tensão e corrente em um isolamento com cavidades internas.	66
Figura 4-4 – Modelo por aproximação de Campo.	67
Figura 4-5 – Efeitos físicos das DPs e métodos de detecção.	68
Figura 4-6 – Circuito básico para medição de DPs: impedância de medição em série com capacitor de acoplamento.	69
Figura 4-7 – Circuito básico para medição de DPs: impedância de medição em série com objeto sob teste.	70
Figura 4-8 – Circuito básico para medição de DPs: ponte balanceada.	70
Figura 4-9 – Medição de DPs através do <i>tap</i> de buchas condensivas.	71
Figura 4-10 – Gráfico fasorial: (a) <i>Carga x fase</i> ; (b) Figura de Lissajous.	73
Figura 4-11 – Exemplos dos padrões de descargas parciais mais comuns encontrados durante os testes em transformadores de potência.	74
Figura 4-12 – Curva $q \times V$	75
Figura 4-13 – Curva <i>pulsos x carga</i>	75
Figura 4-14 – Curva $q \times t$	76
Figura 4-15 – Gráfico no domínio da frequência.	76
Figura 4-16 – Sensores UHF. (a) Sensor de disco interno; (b) Sensor tipo janela; (c) Sonda de válvula.	78
Figura 4-17 – (a) Esquemático para detecção de DPs pelo método óptico em equipamentos isolados a gás. (b) Espectro óptico para ruptura dielétrica em gás SF ₆	80

Figura 4-18 – Diagrama de blocos do sistema de detecção de DPs pelo método acústico.	82
Figura 4-19 – Sinais acústicos típicos em transformadores. (a) Sinal em “forma de flecha”. (b) Sinal em “forma de ovo”.	83
Figura 4-20 – Localização da fonte de DP usando quatro sensores acústicos.	84
Figura 4-21 – Triângulo de Duval. (a) Modelo original. (b) Modelo revisado.	87
Figura 4-22 – Triângulo de Duval para %CH ₄ = 30, %C ₂ H ₂ = 60, e %C ₂ H ₄ = 10.	88
Figura 4-23 – Pentágono de Duval.	89
Figura 4-24 – Circuito utilizado no experimento utilizado em (ALI; RAPI SARDA; LEWIN, 2016).	91
Figura 4-25 – Esquema para identificação de DPs utilizado em (CASTRO <i>et al.</i> , 2016).	92
Figura 4-26 – Sistema avançado de detecção de DPs utilizado em (FUHR; ASCHWANDEN, 2017).	95
Figura 5-1 – Estrutura do sistema de monitoramento.	100
Figura 5-2 – Funcionalidades das unidades do sistema de monitoramento.	101
Figura 5-3 – Esquema de conexão do acoplador à bucha.	102
Figura 5-4 – Divisor de tensão estabelecido pelas capacitâncias internas da bucha e pelo acoplador.	102
Figura 5-5 – Acoplador para extração da tensão fase-terra do <i>tap</i> de buchas condensivas. ..	103
Figura 5-6 – Terminal de <i>tap</i> em buchas condensivas. (a) Com tampa para aterramento. (b) Sem tampa para aterramento.	104
Figura 5-7 – PCB interna do acoplador.	105
Figura 5-8 – Circuito implementado em PCB.	105
Figura 5-9 – Circuito do acoplador modelado pelas capacitâncias equivalentes.	107
Figura 5-10 – Diagrama de Bode do circuito equivalente do acoplador.	108
Figura 5-11 – Anéis de vedação no acoplador.	109
Figura 5-12 – Identificação da unidade de aquisição no esquemático do sistema de monitoramento.	110
Figura 5-13 – Esquemático da unidade de processamento de dados e comunicação.	111
Figura 5-14 – Identificação do pico de uma descarga parcial.	114
Figura 5-15 – Fluxograma para cálculo da descarga parcial.	115
Figura 5-16 – Arquitetura da comunicação via DNP 3.	117
Figura 6-1 – Acoplador de buchas do sistema de monitoramento.	121
Figura 6-2 – Estrutura montada para ensaios laboratoriais.	122
Figura 6-3 – Esquema para medição de descargas parciais em laboratório utilizando um gerador de pulsos de corrente.	123
Figura 6-4 – Pulsos de corrente gerados no isolamento da bucha.	123
Figura 6-5 – Identificação dos pulsos após processamento.	124
Figura 6-6 – Pulsos separados entre si por 180° em uma onda senoidal.	124
Figura 6-7 – Esquemático de ensaio.	125
Figura 6-8 – Tensão de 79,8 kV (RMS) aplicada à bucha com acoplador conectado ao <i>tap</i> . ..	125
Figura 6-9 – Tensão de 119,5 kV (RMS) aplicada à bucha com acoplador conectado ao <i>tap</i> . ..	126

Figura 6-10 – Esquemático para ensaio de tensão de impulso atmosférico.	127
Figura 6-11 – Impulsos de tensão 1,2×50 µs aplicados. (a) -50,0 kV. (b) -99,9 kV. (c) -167,9 kV. (d) -199,8 kV. (e) -286,4. (f) -349,6. (g) -356,0 kV.	128
Figura 6-12 – Esquemático para ensaio de impulso de corrente.	129
Figura 6-13 – Impulsos de corrente 8×20 µs aplicados durante ensaio. (a) 11,8 kA. (b) 19,1 kA. (c) 38,8 kA. (d) 65,0 kA.	130
Figura 6-14 – Dano causado ao tiristor TH3 após impulso de 11,8 kA.	131
Figura 6-15 – Dano causado ao centelhador após 40 kA.	131
Figura 6-16 – Sistema de monitoramento instalado em transformador 138/13,8 kV / 30 MVA.	132
Figura 6-17 – Acoplador conectado ao tap das buchas de AT de um transformador.	133
Figura 6-18 – Componentes internos do painel.	133
Figura 6-19 – Gerador de pulsos de corrente conectado ao terminal da bucha para calibração do sistema de monitoramento.	134
Figura 6-20 – Descargas parciais identificados em gráficos resolvidos por fase. (a) Fase A. (b) Fase B. (c) Fase C.	136
Figura 6-21 – Classificação das DPs de acordo com a quantidade de pulsos detectados e o nível de carga aparente, em cada fase.	137
Figura 6-22 – Sinal com descargas parciais adquirido no tap da bucha da fase A.	138
Figura 6-23 – Sinal adquirido do tap após filtragem passa-altas com frequência de corte de 100 kHz.	139
Figura 6-24 – Sinal da Figura 6-22 no domínio da frequência.	139
Figura 6-25 – Perfil diário de carga aparente.	141
Figura 6-26 – Tensão lida no tap das buchas durante monitoramento diário.	142
Figura 6-27 – Pentágono de Duval para concentração de gases do dia 3.	144
Figura 6-28 – Gráficos de DPs resolvidos por fase obtido no monitoramento do dia 3.	145
Figura 6-29 – Sinais capturados nas buchas de AT no espectro de alta frequência. (a) Fase A. (b) Fase B. (c) Fase C.	146
Figura 6-30 – Degradação na conexão Y nos enrolamentos de BT do transformador.	147

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A/D	Analógico-Digital
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AF	<i>Air Forced</i>
AN	<i>Air Natural</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DBSCAN	<i>Density-Based Spatial Clustering of Application with Noise</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DNP 3	<i>Distributed Network Protocol Version 3.0</i>
DP	Descarga Parcial
EA	Emissão Acústica
EPA	<i>Enhanced Performance Architecture</i>
FDS	<i>Frequency Domain Spectroscopy</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEM	Força Eletromotriz
FFT	<i>Fast Fourier Transform</i>
FMM	Força Magnetomotriz
FRA	<i>Frequency Response Analysis</i>
GIS	<i>Gas-Insulated Substations</i>
HFCT	<i>High Frequency Current Transformer</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IFRA	<i>Impulse Frequency Response Analysis</i>
OFAF	<i>Oil Forced, Air Forced</i>
OFWF	<i>Oil Forced, Water Forced</i>
OIP	<i>Oil-impregnated Paper</i>

OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
ONAF	<i>Oil Natural, Air Forced</i>
ONAN	<i>Oil Natural, Air Natural</i>
OSI	<i>Open System Interconnection</i>
PCA	<i>Principal Component Analysis</i>
PCB	<i>Printed Circuit Board</i>
PDC	<i>Polarization and Depolarization Current</i>
PRPDA	<i>Phase-Resolved Partial Discharge Analysis</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RBP	<i>Resin Bonded Paper</i>
RF	Radiofrequência
RIP	<i>Resin-impregnated Paper</i>
RVM	<i>Recovery Voltage Measurement</i>
SAS	Sistema de Automação de Subestação
SCADA	<i>Supervisory, Control and Data Acquisition</i>
SFRA	<i>Sweep Frequency Response Analysis</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TDA	<i>Time-Differences Approach</i>
TEV	<i>Transient Earth Voltage</i>
TF	Taxa de Falha
UHF	<i>Ultra High Frequency</i>

SUMÁRIO

1.	Introdução	1
1.1.	Considerações Iniciais.....	2
1.2.	Motivação	2
1.3.	Justificativa e Relevância	3
1.4.	Objetivos.....	3
1.4.1.	Gerais	3
1.4.2.	Específicos	4
1.5.	Contribuições.....	4
1.6.	Estrutura do Trabalho.....	5
2.	Transformadores.....	7
2.1.	Considerações Iniciais.....	8
2.1.1.	Contexto Histórico	8
2.2.	Princípio de Funcionamento de um Transformador Ideal	9
2.3.	Modelos de Circuitos Equivalentes Reais para Transformadores	12
2.4.	Estruturas de Isolamento.....	16
2.4.1.	Materiais Básicos de Sistemas de Isolamento do Núcleo	18
2.4.2.	Processos de Degradação das Estruturas Isolantes	21
2.5.	Componentes de um Transformador de Potência	22
2.5.1.	Núcleo	22
2.5.2.	Enrolamentos	28
2.5.3.	Tanque	32
2.5.4.	Sistema de Preservação de Óleo.....	33
2.5.5.	Sistema de Resfriamento	35
2.5.6.	Buchas.....	37
2.5.7.	Comutadores de <i>Tap</i>	43
3.	Monitoramento de Transformadores de Potência	49
3.1.	Considerações Iniciais.....	50
3.2.	Padrão de Falha de um Transformador	51
3.2.1.	Decomposição da Taxa de Falha de um Transformador.....	52
3.3.	Monitoramento e Diagnóstico.....	53
3.4.	Técnicas de Monitoramento e Diagnóstico em Sistemas de Isolamento de Transformadores de Potência	54
3.4.1.	Detecção de Descargas Parciais	56

3.4.2.	Métodos Químicos para Avaliação de Condição de Isolamento	56
3.4.3.	Detecção de Alterações nas Características dos Dielétricos	57
3.4.4.	Detecção de Distorção dos Enrolamentos	58
3.5.	Componentes, Falhas e Técnicas de Monitoramento em Transformadores de Potência	59
4.	Descargas Parciais	62
4.1.	Definição e Classificação de Descargas Parciais	63
4.2.	Mecanismos de Estresse no Isolamento Ativados por Descargas Parciais	64
4.3.	Modelos de uma Descarga Parcial	65
4.3.1.	Modelo a-b-c.....	65
4.3.2.	Modelo por Aproximação de Campo.....	67
4.4.	Medição de Descargas Parciais	67
4.4.1.	Método Elétrico – IEC 60270	69
4.4.2.	Método UHF	77
4.4.3.	Método Óptico	79
4.4.4.	Método Acústico	81
4.4.5.	Método Químico	85
4.5.	Levantamento Bibliográfico Sobre Detecção de Descargas Parciais	89
5.	Desenvolvimento de Sistema para Aplicação do Método Elétrico	98
5.1.	Considerações Iniciais.....	99
5.2.	Estrutura do Sistema de Monitoramento.....	99
5.3.	Acopladores de Buchas Condensivas.....	101
5.3.1.	Projeto do Acoplador.....	104
5.4.	Unidade de Aquisição.....	109
5.5.	Unidade de Processamento de Dados e Comunicação	111
5.5.1.	Software para Cálculo das Descargas Parciais	112
5.5.2.	Integralização de Dados com Sistema SCADA	116
6.	Aplicações e Resultados	119
6.1.	Considerações Iniciais.....	120
6.2.	Ensaio em Laboratório.....	120
6.2.1.	Ensaio de Descargas Parciais	123
6.2.2.	Ensaio de Tensão Aplicada.....	124
6.2.3.	Ensaio de Tensão de Impulso Atmosférico.....	126
6.2.4.	Ensaio de Impulso de Corrente.....	128

6.3.	Aplicação em Subestações	131
6.3.1.	Avaliação de Isolamento Através do Padrão Resolvido por Fase das DPs	134
6.3.2.	Identificação do Padrão de Ocorrência de DPs para Definição de Diagnósticos	138
6.3.3.	Monitoramento Diário do Nível de DPs	140
6.3.4.	Correlação de DPs com Gases Dissolvidos para Definição de Diagnóstico	143
7.	Conclusões.....	149
7.1.	Considerações Finais	150
7.2.	Sugestões para Trabalhos Futuros	152
7.3.	Publicação Técnico-Científica	153
8.	Referências.....	154

Capítulo

1. Introdução

1.1. Considerações Iniciais

Em função do alto custo de manutenção corretiva e os consideráveis prejuízos causados pela retirada de operação de um transformador do sistema elétrico, tem-se buscado, intensivamente, na indústria e centros de pesquisa, o desenvolvimento de técnicas de monitoramento e diagnósticos cada vez mais eficientes para serem aplicados a esses equipamentos. Assim, nos últimos tempos, é notável que o monitoramento de transformadores tem atraído considerável atenção de pesquisadores e engenheiros, principalmente para o desenvolvimento de métodos *online* propiciados pelos avanços contínuos das ferramentas computacionais e de tecnologia da informação (KULKARNI; KHAPARDE, 2016; WU *et al.*, 2015).

Os processos de degradação do isolamento e os mecanismos de falha correspondentes nos transformadores são complexos. A degradação do sistema de isolamento constitui o principal motivo do envelhecimento e eventuais falhas desses equipamentos e, geralmente, é o fator limitante na longevidade destes. Nessa situação, o monitoramento não apenas detecta as falhas incipientes, mas também permite uma programação da manutenção baseada nas condições. Para isso, no entanto, é importante identificar os principais fenômenos que podem levar a tais falhas, dentre os quais se destacam os seguintes: umidade, partículas estranhas ao equipamento, oxidação, degradação de cadeias isolantes, formação de trilhas de carbono e descargas parciais (DPs), sendo estas últimas objeto de monitoramento deste trabalho.

As descargas parciais ocorrem durante um curto período de tempo e podem levar a eventos catastróficos. Desse modo, busca-se neste trabalho o desenvolvimento de um sistema de monitoramento com elevada taxa de amostragem e resolução vertical para identificar as ocorrências de DPs a partir do *tap* capacitivo das buchas condensivas.

1.2. Motivação

Um dos grandes motivadores para a execução do projeto foi o sinistro de um transformador 138 kV / 30 MVA, fabricado em 2009. Este equipamento não apresentou evolução nos níveis de gases nas amostras semestrais cromatográficas e a análise atualmente utilizada pela empresa indicava situação operativa normal. Todavia, ele queimou por falha de isolamento interno no início de sua vida contábil, gerando elevados custos de reparo, em torno de 1 milhão de reais, além de impactos nos indicadores Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Em consonância com este

evento, observou-se que muitos transformadores acima de 30 MVA, que possuem alto custo de aquisição, não detêm um sistema de monitoramento de descargas parciais que, em casos como esse, poderia ter evidenciado com antecedência a ocorrência da falha.

1.3. Justificativa e Relevância

O desenvolvimento de sistemas de monitoramento é de grande relevância para as ações de manutenção e gestão de ativos, assim como para a garantia de confiabilidade do sistema elétrico. No entanto, destaca-se que tais sistemas ainda não possuem tecnologias consolidadas e, frente à complexidade do sistema de isolamento dos transformadores e das implicações relacionadas às descargas parciais, muitas contribuições podem ser fornecidas ao tema.

Nesse contexto, o estudo e desenvolvimento de tecnologias para o monitoramento se justifica pelos seguintes motivos: (i) os acopladores instalados no terminal de *tap* das buchas para a detecção de DPs requerem sensores e o dimensionamento de um circuito de proteção de elevada confiabilidade para serem aplicadas ao monitoramento. Isso porque qualquer fragilidade no acoplamento ao *tap* pode danificar o isolamento da bucha e comprometer o aterramento deste terminal, situação que pode levar um equipamento ao colapso; (ii) o processamento dos dados capturados requer rotinas eficientes para a filtragem e detecção de descargas parciais sem perda de informações e com baixo custo computacional. Esse aspecto é relevante principalmente no monitoramento *online*; e (iii) o método elétrico utilizado neste trabalho, embora muito usado em ensaios laboratoriais, ainda requer aprimoramentos para ser aplicado em campo, dada a possibilidade de ruídos ambientais.

1.4. Objetivos

1.4.1. Gerais

É objetivo deste trabalho implementar um sistema de monitoramento de descargas parciais para transformadores de potência com capacidade de até 30 MVA e tensão primária de 69 kV, ou superior, por meio de acoplamento capacitivo em buchas condensivas que têm o terminal de teste acessível. Além disso, busca-se utilizar os dados de monitoramento em tempo real para definir diagnósticos através da interpretação dos eventos de DPs.

1.4.2. Específicos

- Projetar um sensor para realizar a leitura dos pulsos de alta frequência relacionados às descargas parciais;
- Dimensionar um sistema de proteção de comprovada confiabilidade para viabilizar a aplicação do sensor aos terminais de *tap* de buchas condensivas;
- Aplicar o sensor e o circuito de proteção a um acoplador, cujo dimensionamento deve garantir a proteção contra contaminações relacionadas a umidade e poeiras;
- Implementar uma rotina computacional de baixo custo para eliminação de ruídos, detecção de picos e cálculo de descargas parciais, em termos da carga aparente, por integração numérica;
- Aplicar o sensor e a rotina de processamento para o monitoramento de transformadores de potência em subestações;
- Avaliar as condições de transformadores em serviço através das informações monitoradas.

1.5. Contribuições

Como o método elétrico é comumente usado para a aceitação de equipamentos em um ambiente de laboratório devido à sua precisão e sensibilidade, é uma boa prática adaptá-lo para o monitoramento *online*. Para isso, no entanto, alguns aspectos especiais, como reduzir a interferência externa no processamento de dados e garantir a confiabilidade do equipamento projetado, devem ser levados em consideração.

Nesse sentido, uma importante contribuição deste trabalho consiste na aplicação de uma metodologia para diferenciar as descargas parciais de ruídos externos por meio de uma rotina computacional que não causa a atenuação do sinal medido e que, além disso, possui rápido processamento por não utilizar filtros em cascata ou convoluções. Essa é uma tarefa relevante para aplicações práticas de monitoramento *online*, visto que os dados devem ser processados repetidamente.

Outra importante contribuição da proposta é a apresentação de um dispositivo de acoplamento que garante a integridade do ativo monitorado, mesmo em situações extremas no sistema de potência, como descargas atmosféricas e sobretensões de manobra. Essa proteção para o acoplamento é um requisito fundamental para que um

sistema de monitoramento possa operar continuamente em subestações. No entanto, pode-se notar que desenvolvimentos desse tipo constituem uma lacuna na literatura.

1.6. Estrutura do Trabalho

Esta dissertação é organizada em diferentes capítulos que estão estruturados conforme descrito a seguir.

No capítulo 2 é apresentada uma revisão abrangente sobre transformadores. Para isso, é exposto o contexto histórico de seu surgimento e os principais conceitos matemáticos relacionados. Além disso, são descritos os principais componentes dos transformadores de potência, abordando desde os enrolamentos até as buchas, sendo estas últimas fundamentais para a aplicação do monitoramento tratado neste trabalho.

No capítulo 3 são expostos os principais aspectos relacionados ao monitoramento de transformadores de potência. Para isso, é feita uma revisão sobre as diferentes estratégias de monitoramento e sobre o padrão geral de falhas que podem ocorrer durante a vida útil de um transformador, destacando os principais defeitos e evidenciando o impacto do monitoramento na prevenção destes. Além disso, apresenta-se no capítulo em questão os principais parâmetros a serem monitorados em um transformador e uma sumarização das técnicas de monitoramento que devem ser aplicadas para diferentes tipos de defeitos.

No capítulo 4 apresenta-se a definição de uma descarga parcial, os diferentes modelos utilizados para sua representação e uma descrição sobre os mecanismos de estresse que esse fenômeno causa em um sistema de isolamento. Adicionalmente, descreve-se a evolução histórica dos métodos de detecção das DPs até os tempos atuais. Com isso, é feita uma revisão dos principais métodos de medição de DPs aplicados a transformadores, destacando-se os pontos positivos e negativos de cada um deles.

No capítulo 5 detalha-se o desenvolvimento do trabalho, focando nos materiais e métodos aplicados para detecção e processamento das DPs, bem como na integralização das informações monitoradas. Para descrever com clareza os princípios do sistema de monitoramento, são expostas as diferentes unidades funcionais deste, a saber: acoplamento, aquisição e processamento de dados e comunicação.

No capítulo 6 expõem-se os resultados obtidos por meio da aplicação do sistema desenvolvido. Primeiramente, são mostrados que os testes laboratoriais realizados demonstram que o mesmo não enfraquece o isolamento das buchas, sendo este um requisito para as aplicações práticas. Uma vez validado em ambiente laboratorial, tal

sistema foi submetido às aplicações de campo para avaliar as condições de isolamento de distintos transformadores de potência. As avaliações foram conduzidas fazendo-se uso de diferentes propriedades relacionadas à ocorrência das DPs e/ou correlacionando-as com a análise de gases dissolvidos em óleo para definir diagnóstico.

No capítulo 7 apresentam-se as conclusões deste trabalho e temas sugeridos para trabalhos futuros.

Por fim, no capítulo 8 expõem-se as referências bibliográficas utilizadas nesta dissertação.

Capítulo

2. Transformadores

2.1. Considerações Iniciais

O transformador é uma máquina de operação estática que consiste em um ou mais enrolamentos acoplados, com ou sem um núcleo magnético, para transferir energia de um circuito, chamado primário, para um ou mais circuitos denominados, respectivamente, secundário e terciário, sendo, no entanto, mantida a mesma potência e frequência, porém com tensões e correntes diferentes (MAMEDE FILHO, 2019; WINDERS, 2002).

Existem diferentes tipos de transformadores e todos compartilham os mesmos princípios operacionais. Nesse contexto, uma das classes mais importantes é o transformador de potência que se caracteriza por apresentar potência nominal igual ou superior a 500 kVA, sendo utilizado principalmente no elo entre geração e transmissão e entre transmissão e distribuição (HARLOW, 2012). Os transformadores de potência são o foco de aplicação desta dissertação. Seus princípios de funcionamento, bem como alguns aspectos construtivos, são descritos neste capítulo.

2.1.1. Contexto Histórico

A operação do transformador é baseada no princípio de indução, formulado por Faraday em 1831. Ele descobriu que, quando um fluxo magnético variável atua sobre um circuito, uma tensão ou força eletromotriz (FEM) é induzida nos terminais. Assim, quando dois circuitos com diferentes números de espiras são acoplados magneticamente por um fluxo comum, haverá diferentes tensões induzidas. Esta situação é ilustrada na Figura 2-1, onde um núcleo de ferro é utilizado como caminho para a passagem de fluxo (DEL VECCHIO; FEGHALI; AHUJA, 2018).

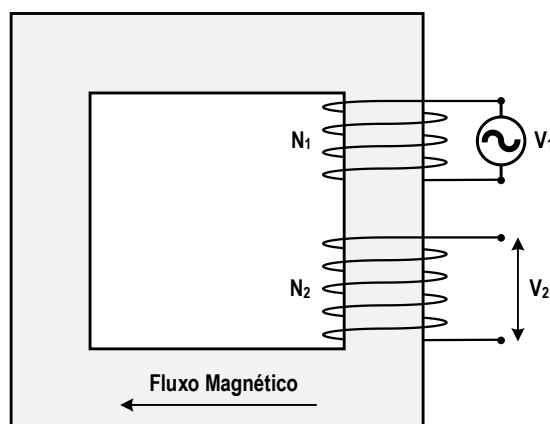


Figura 2-1 – Indução de tensão em espiras percorridas por fluxo magnético.

Fonte: Adaptado de (DEL VECCHIO; FEGHALI; AHUJA, 2018).

Até o final do século XIX, os dispositivos baseados nas descobertas de Faraday, como os indutores, pouco eram aplicados. No entanto, após o surgimento dos sistemas de energia a corrente alternada (CA), tais dispositivos, representados principalmente pelos transformadores, contribuíram fortemente para a ampliação e generalização dos sistemas CA.

A invenção do primeiro transformador prático é atribuída aos engenheiros húngaros Karoly Zipernowsky, Otto Blathy e Miksa Deri em 1885 (JESZENSZKY, 1996). O dispositivo deles, que foi usado pela primeira vez para fornecer energia elétrica a sistemas de iluminação, possuía tensão primária de alguns quilovolts e secundária de, aproximadamente, 100 V. Desde então, devido a avanços da tecnologia, bem como o desenvolvimento de materiais dielétricos mais eficientes, os transformadores passaram por notáveis aprimoramentos quanto aos modos de construção e operação, sendo aplicáveis a uma infinidade de segmentos (DEL VECCHIO; FEGHALI; AHUJA, 2018).

A invenção do transformador na segunda metade do século XIX, superando as limitações técnicas e econômicas associadas aos sistemas de corrente contínua (CC) utilizados até então, tornou prática a disponibilidade de energia elétrica para quase todas as casas, fazendas, escritórios, lojas e fábricas. O primeiro sistema comercial de distribuição de corrente alternada composto por transformadores foi colocado em operação um ano após seu surgimento, em Massachusetts, EUA. No mesmo ano, 1886, a energia CA foi transmitida a 2000 V por mais de 30 quilômetros de linha construída em Cerchi, Itália (PANSINI, 1999). Desde esses pequenos começos, a indústria de energia elétrica cresceu notoriamente e hoje esse setor é quase que inteiramente baseado em corrente alternada, cuja aplicabilidade muito se deve ao funcionamento dos transformadores.

2.2. Princípio de Funcionamento de um Transformador Ideal

O transformador ideal é uma máquina elétrica hipotética livre de resistência nos enrolamentos e com permeabilidade magnética infinita que impede a existência de fluxos de dispersão e de relutâncias do núcleo. Esquemáticamente, esse transformador é representado na Figura 2-2, onde se considera a aplicação de uma tensão v_1 aos terminais do enrolamento primário e a ausência de carga no enrolamento secundário.

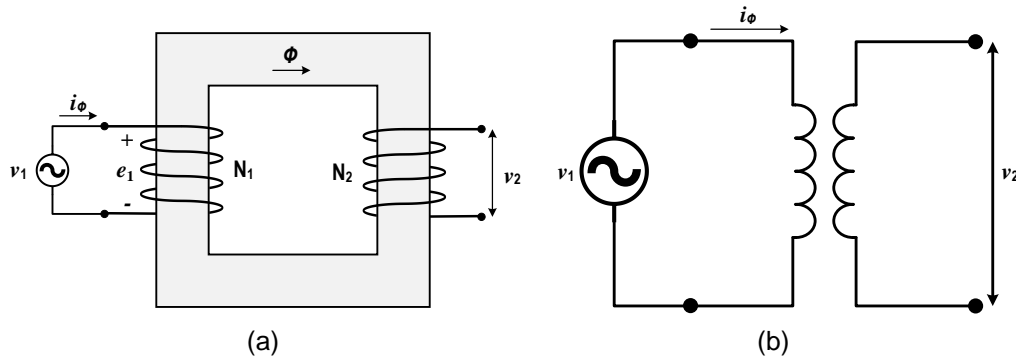


Figura 2-2 – Transformador com fonte de tensão conectada ao primário e sem carga. (a) Representação convencional; (b) Representação em diagrama elétrico.

Fonte: Adaptado de (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

Nessas condições, uma pequena corrente, denominada corrente de excitação (i_ϕ), necessária para a magnetização do núcleo, estabelece um fluxo alternado (ϕ) no circuito magnético. Esse fluxo, por sua vez, induz uma força eletromotriz no primário, dada por:

$$v_1 = e_1 = \frac{d\lambda_1}{dt} = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

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.

De modo análogo, o fluxo magnético também concatena o secundário produzindo uma FEM induzida e_2 proporcional ao número de espiras dos enrolamentos, ou seja:

$$v_2 = e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.2)$$

Quando uma carga é conectada ao secundário, uma corrente i_2 passa a ser fornecida na saída do circuito, conforme mostra a Figura 2-3. Esta corrente tende a estabelecer uma FMM no secundário, dada por $\mathcal{F}_2 = N_2 i_2$, que se opõe àquela devido à tensão aplicada ao primário. No entanto, dado que o núcleo possui, no caso ideal, uma permeabilidade magnética infinita, tem-se que a FMM líquida do circuito magnético deverá permanecer desprezível, ou seja:

$$N_1 i_1 = N_2 i_2 \quad (2.3)$$

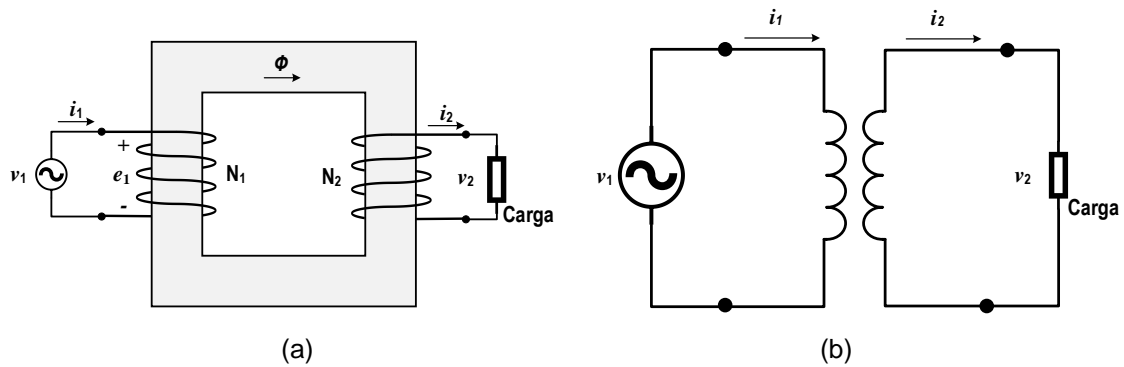


Figura 2-3 – Transformador com fonte de tensão conectada ao primário e com carga. (a) Representação convencional; (b) Representação em diagrama elétrico.

Fonte: Adaptado de (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

Portanto, para que (2.3) seja válida diante da existência de uma carga, uma compensação deve ocorrer na FMM do primário para se igualar à FMM do secundário, o que por sua vez se dá pela elevação da corrente i_1 . Na prática, é deste modo que o primário “toma conhecimento” da presença de uma carga conectada ao secundário (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

A partir de (2.3), pode-se verificar que o transformador ideal transforma correntes na razão inversa à quantidade de espiras dos enrolamentos primário e secundário, isto é:

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.4)$$

Vale observar ainda que, a partir das Equações (2.1) e (2.2), a relação entre a tensão do primário e do secundário é diretamente proporcional ao número de espiras desses terminais, ou seja,

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.5)$$

Comparando, agora, as Equações (2.4) e (2.5), tem-se:

$$v_1 i_1 = v_2 i_2 \quad (2.6)$$

Logo,

$$P_1 = P_2 \quad (2.7)$$

onde P_1 e P_2 são as potências de entrada do primário e de saída do secundário, respectivamente.

Embora (2.4) e (2.5) estejam escritas considerando valores instantâneos de corrente e tensão, é importante ressaltar que elas continuam válidas para grandezas fasoriais. Assim, definindo V_1 e V_2 como sendo as tensões fasoriais correspondentes às

tensões instantâneas v_1 e v_2 e, de modo análogo, I_1 e I_2 como sendo as correntes fasoriais correspondentes às correntes instantâneas i_1 e i_2 , pode-se observar que as impedâncias conectadas a um transformador podem ser refletidas entre os terminais de acordo com a seguinte relação:

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \quad (2.8)$$

2.3. Modelos de Circuitos Equivalentes Reais para Transformadores

Para uma análise exata de qualquer projeto que envolva transformadores, é necessário que as variáveis intrínsecas desse equipamento, que geram perdas e, conseqüentemente, influenciam no rendimento do processo, sejam consideradas. Nesse contexto, é comum analisar um transformador utilizando uma técnica de circuito equivalente que representa tais perdas através de resistores e indutores que atuam em conjunto com um transformador ideal. Desse modo, são considerados no circuito: (i) os efeitos das resistências dos enrolamentos; (ii) os fluxos dispersos; e (iii) as correntes devido à permeabilidade finita do núcleo.

A Figura 2-4 mostra o circuito equivalente de um transformador real.

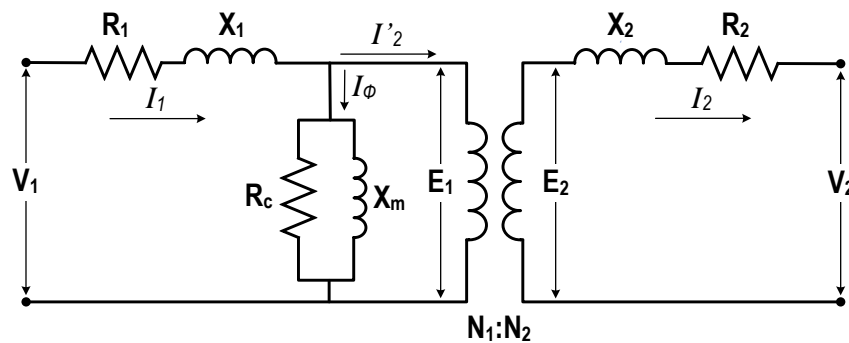


Figura 2-4 – Circuito equivalente T de um transformador real.

Fonte: Adaptado de (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

Nesse circuito, R_1 , X_1 e E_1 representam, respectivamente, a resistência do circuito ligado às N_1 bobinas do primário, a reatância de dispersão causada pela permeabilidade finita do núcleo e a força eletromotriz induzida nas bobinas do primário em decorrência da Lei de Faraday-Lenz. Desse modo, nota-se que a tensão V_1 aplicada aos terminais de entrada é dividida em três componentes e, devido às quedas de tensão dadas por $I_1(R_1 + X_1)$, a tensão induzida não pode ser considerada igual à tensão dos terminais.

O ramo central do circuito constitui a impedância de magnetização do núcleo e é composto pela resistência de perda no núcleo R_c e pela reatância de magnetização X_m . Por esse ramo passa a corrente de excitação I_ϕ que, por sua vez, pode ser decomposta em uma corrente I_c , responsável pelas perdas do material do núcleo, e em uma corrente I_m , responsável por magnetizar o material no núcleo.

Como pode-se observar nesse circuito, a corrente fornecida pela fonte de tensão que alimenta o transformador é dividida em duas partes: I_ϕ e I'_2 , onde I'_2 é a componente de corrente induzida no secundário, porém refletida ao primário por meio de (2.4). Desse modo, tem-se que:

$$I_1 = I_\phi + I'_2 \tag{2.9}$$

No terminal secundário do transformador, R_2 e X_2 representam, respectivamente, a resistência do condutor e a reatância indutiva devido ao fluxo disperso nas bobinas. Dessa forma, diferentemente do que ocorre em um transformador ideal, pode-se verificar que tensão de saída do transformador, isto é, V_2 , não é igual à tensão E_2 induzida no enrolamento do secundário.

O circuito equivalente da Figura 2-4 é denominado circuito *T*. Para simplificação de cálculos, outras topologias, no entanto, podem ser consideradas como, por exemplo, os circuitos equivalentes *L* da Figura 2-5, em que o ramo de excitação, composto por R_c e X_m , é deslocado para a direita ou para a esquerda de modo que as reatâncias de dispersão do primário e secundário possam ser combinadas em série. Isso é possível de ser feito ao se considerar (2.8) para transferir impedâncias entre terminais.

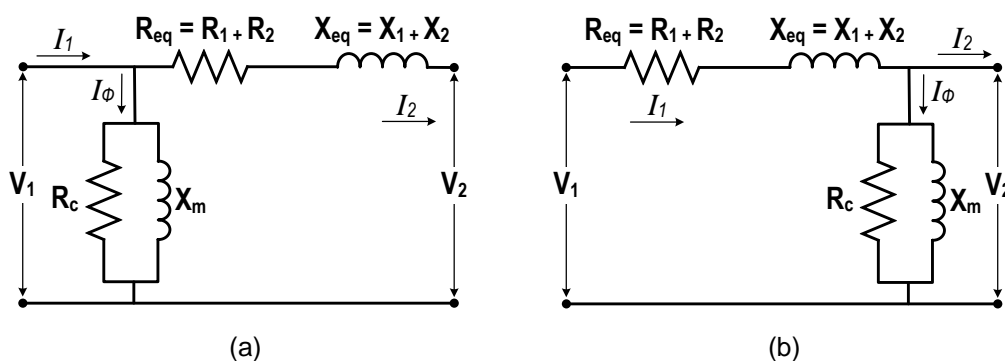


Figura 2-5 – Circuito equivalente *L* de um transformador real.

Fonte: Adaptado de (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

Como, geralmente, a impedância do ramo de excitação é muito grande e, portanto, a corrente de excitação é muito pequena, torna-se válido em algumas análises a retirada desse ramo do circuito, como mostra a Figura 2-6. Tal aproximação é útil, por exemplo, nos testes de curto-circuito em que é possível estimar a impedância

equivalente $R_{eq} + jX_{eq}$. Naturalmente, a análise torna-se menos precisa, porém, em casos que envolvem, principalmente, transformadores de potência, tais erros tornam-se insignificantes.

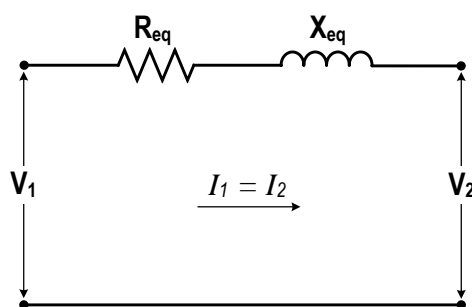


Figura 2-6 – Circuito equivalente L desconsiderando ramo de excitação.

Fonte: Adaptado de (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

Para que o circuito equivalente de um transformador seja utilizado em análises mais avançadas, é necessário saber os parâmetros mostrados na Figura 2-4. A determinação desses valores pode se tornar extensa e complicada. Por exemplo, as resistências dos enrolamentos R_1 e R_2 podem ser calculadas a partir da resistividade dos fios de cobre, do comprimento total, e da área da seção transversal dos enrolamentos. Entretanto, se os resultados dos ensaios de curto-circuito e de circuito aberto forem utilizados, esses parâmetros podem ser diretamente e mais facilmente determinados (WINDERS, 2012).

De modo geral, o modelo representativo da Figura 2-4 funciona bem para análises de fenômenos que ocorrem até 3 kHz, o que pode envolver, por exemplo, eventos de energização, operação à frequência industrial e algumas faltas sólidas. Entretanto, pode-se afirmar que tal modelo é muito simplista no que concerne a análise de fenômenos transitórios que ocorrem a partir de 3 kHz, como aqueles mostrados na Tabela 2-1 para diferentes situações de ocorrência (FERRAZ, 2015).

Tabela 2-1 – Origem dos transitórios elétricos e faixas de frequências associadas.

Fonte: (FERRAZ, 2015).

Origem	Faixa de Frequência
Início de uma falta	50/60 Hz - 20 kHz
Energização de linha	50/60 Hz - 20 kHz
Religamento de linha	50/60 Hz - 20 kHz
Transitórios de tensão para recuperação de falta solida	50/60 Hz - 20 kHz
Transitórios de tensão para recuperação de curto em linha	50/60 Hz - 100 kHz
Múltiplas tentativas de reenergização por disjuntor	10 kHz - 1 MHz
Origens atmosféricas e faltas em subestações	10 kHz - 3 MHz
Desconexão do comutador ou falta no SIN	100 kHz - 50 MHz

Nesse sentido, o estudo de transitórios elétricos sobre um transformador requer modelos de circuitos equivalentes mais adequados, conforme os representados nas Figuras 2-7 a 2-9, onde acoplamentos capacitivos entre diferentes partes do modelo apresentado na Figura 2-4 são considerados para representar os fenômenos de alta frequência associados. Vale destacar que, na faixa de 10 kHz a 50 MHz, a importância do efeito capacitivo aumenta consideravelmente e, por essa razão, os modelos equivalentes para essa banda são os que mais apresentam modificações frente àquele exposto na Figura 2-4 (FERRAZ, 2015). Um ponto importante nos modelos apresentados nas Figuras 2-7 a 2-9 é que a existência das capacitâncias entre enrolamentos e bobinas permitem a transferência de transitórios de frente rápida e a percepção de eventos de descargas parciais em outros pontos, eletricamente acoplados, do transformador.

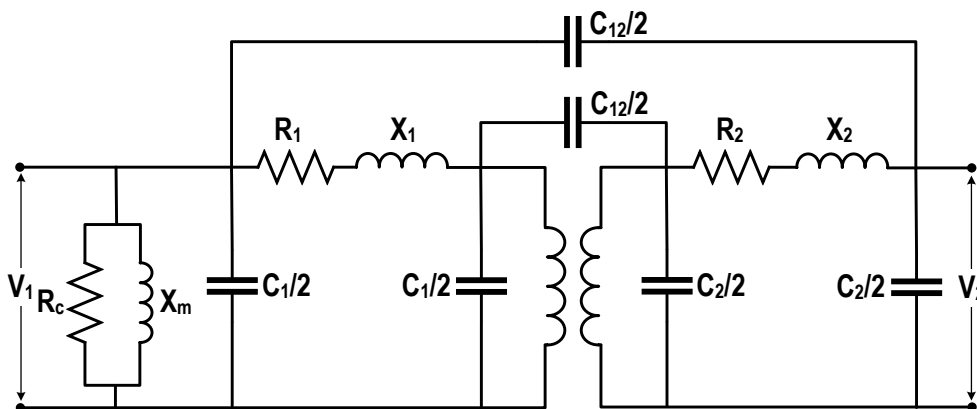


Figura 2-7 – Modelo equivalente para faixa de frequência de 50/60 a 20 kHz.

Fonte: Adaptado de (FERRAZ, 2015).

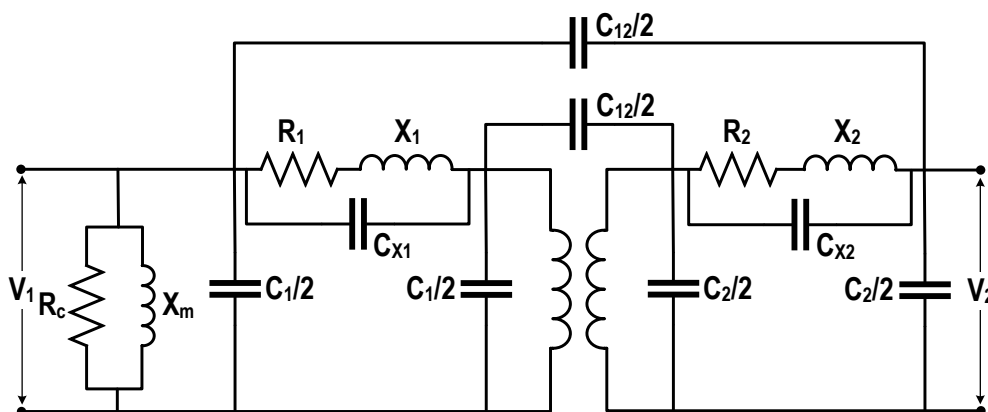


Figura 2-8 – Modelo equivalente para faixa de frequência de 10 kHz a 3 MHz.

Fonte: Adaptado de (FERRAZ, 2015).

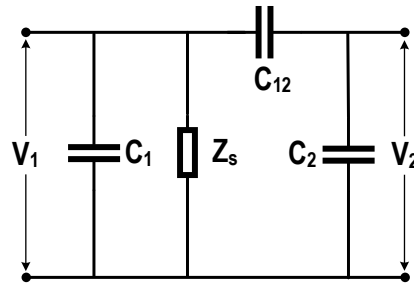


Figura 2-9 – Modelo equivalente para faixa de frequência de 100 kHz a 50 MHz.

Fonte: Adaptado de (FERRAZ, 2015).

2.4. Estruturas de Isolamento

A evolução das tensões operacionais em um transformador segue de perto as melhorias no sistema de isolamento. Um melhor desempenho dielétrico melhora as características do equipamento nas classificações de tensão e potência suportáveis enquanto eleva sua confiabilidade e possibilita, até mesmo, a redução das dimensões físicas e o custo. Aprimoramentos consideráveis foram alcançados desde a introdução do isolamento de papel e óleo, no início do século XX, impulsionados pelo desenvolvimento de tecnologias de materiais que fornecem melhores componentes básicos (RIZK; TRINH, 2014).

De forma a evitar arcos ou descargas internas, os transformadores contam com diversas estruturas de isolamento, que têm sua complexidade diretamente relacionada às especificações nominais do ativo. Nesse contexto, tem-se que as principais estruturas de isolamento, dentro do tanque, são desenvolvidas para serem aplicadas entre os enrolamentos de alta tensão (AT), baixa tensão (BT) e tanque; entre os enrolamentos de AT e BT; e entre os enrolamentos de mesma fase.

A respeito da isolação entre enrolamentos e tanque, vale destacar que a maioria dos transformadores de potência atuais são preenchidos com óleo. O óleo é um composto líquido de baixa viscosidade que se destaca pela elevada rigidez dielétrica e pela capacidade de atuar como um meio refrigerante para o núcleo, transferindo o calor gerado por efeito Joule às paredes do tanque (MAMEDE FILHO, 2019).

De modo geral, o isolamento entre condutores de uma mesma fase é propiciado pela própria camada esmaltada que os envolvem. No entanto, para isolar os enrolamentos de AT e BT, que operam sob grandes diferenças de potencial, utiliza-se uma combinação de óleo e isolamento sólido (papel ou cartão prensado). Ambos constituem materiais de baixo custo e, juntos, proporcionam uma rigidez dielétrica muito maior do que individualmente.

Como a constante dielétrica do óleo é, aproximadamente, a metade da do papel, verifica-se que a tensão sobre o isolamento líquido é mais elevada quando comparada com aquela gerada sobre o isolamento sólido, considerando a aplicação de um campo elétrico uniforme. Essa situação faz, portanto, que o estresse gerado sobre o óleo também seja maior (DEL VECCHIO; FEGHALI; AHUJA, 2018). Dessa forma, de modo a contornar tal estresse e garantir uma tensão de ruptura suficientemente alta no isolamento de grandes transformadores, o espaço entre os enrolamentos de AT e BT é normalmente subdividido em várias lacunas de óleo, limitadas por barreiras isolantes de papel ou cartão prensado, comumente referidas como espaçadores. O esquema de isolamento entre as bobinas de AT e BT é ilustrado na Figura 2-10. A Figura 2-11, mostra a estrutura desse isolamento durante o processo de fabricação.

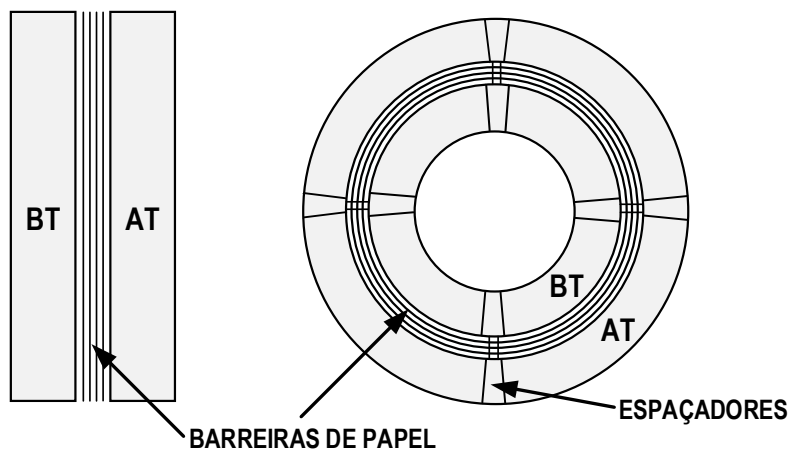


Figura 2-10 – Isolamento entre bobinas de AT e BT.

Fonte: Adaptado de (DEL VECCHIO; FEGHALI; AHUJA, 2018).

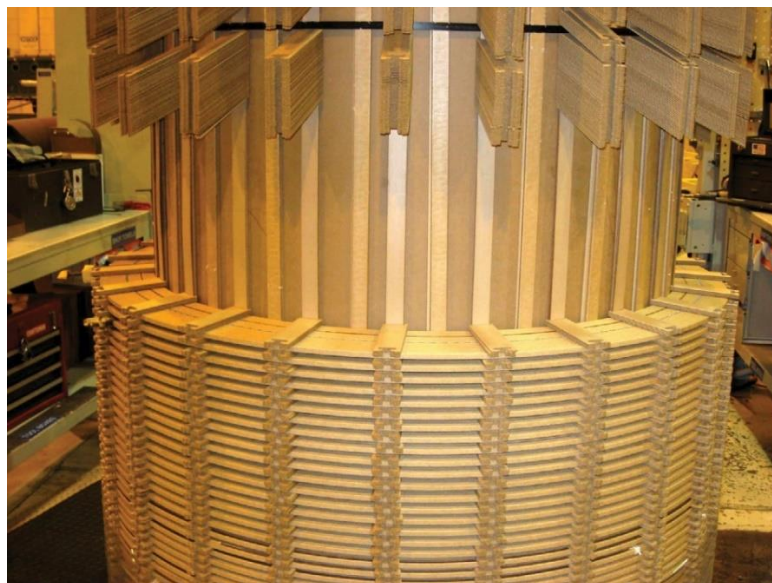


Figura 2-11 – Construção do isolamento entre bobinas durante fabricação de um transformador.

Fonte: (DEL VECCHIO; FEGHALI; AHUJA, 2018).

Além das estruturas de isolamento destacadas, é importante mencionar que os transformadores de potência contam ainda com outras importantes estruturas de isolamento nas buchas de AT e BT. Esse tipo de isolamento é descrito na seção 2.5.6.

2.4.1. Materiais Básicos de Sistemas de Isolamento do Núcleo

A. Papel

O papel está entre os melhores e mais baratos materiais de isolamento elétrico conhecidos. Isso porque, de forma geral, esse material atende os seguintes requisitos:

- Alta resistência dielétrica;
- Alta constante dielétrica;
- Baixo fator de perdas.

O isolamento de papel e cartão prensado são derivados da celulose e, conforme já ressaltado, tem uma excelente capacidade de impregnação em óleo, melhorando assim as propriedades do isolamento. Além disso, esses materiais se destacam pela facilidade de serem moldados e enrolados sobre as bobinas.

A principal preocupação com o uso de papel seco como material isolante é que ele é muito higroscópico (isto é, absorve rapidamente a umidade). Para superar essa deficiência, esse material deve ser seco e tratado de forma adequada, geralmente sob altas temperaturas, para reduzir a entrada de umidade e manter sua força dielétrica. Tais tratamentos preenchem os espaços entre as fibras e aumentam a resistência dielétrica.

Os papéis mais frequentemente utilizados no isolamento de transformadores são obtidos através de um processo “kraft” e, por isso, são conhecidos como papel kraft (SAHA; PURKAIT, 2017). O papel kraft é, por definição, fabricado inteiramente a partir da polpa de madeira macia não branqueada, para que agentes clareadores residuais não comprometam as propriedades elétricas. Assim, a partir dessa polpa, são extraídas fibras de celulose que, ao passarem por novos processos físico-químicos, dão origem a um material com resistência mecânica e propriedades dielétricas desejadas (HEATHCOTE, 2007).

B. Cartão Prensado

Na sua forma mais simples, o cartão prensado constitui nada além de um papel isolante espesso obtido pela sobreposição de várias camadas desse material (por

exemplo, kraft). De modo geral, o cartão prensado pode ser classificado em duas categorias básicas: (i) aqueles que são formados puramente a partir de camadas de papel no estado úmido, sem nenhuma substância para cola; e (ii) aqueles que possuem uma substância de cola entre as camadas. Essa categoria é normalmente utilizada em aplicações que requerem cartões de maior espessura. Vale mencionar que cada categoria é coberta por normas específicas; por exemplo: a primeira pela EN 60641:1996 - *Pressboard and presspaper for electrical purposes*, e a segunda pela EN 60763:1996 - *Laminated pressboard for electrical purposes* (HEATHCOTE, 2007).

C. Presspan

O *presspan* é um material de isolamento elétrico de baixo custo utilizado em transformadores. Na fabricação do *presspan* não se emprega colas e as camadas utilizadas são fortemente prensadas no estado úmido e calandradas no estado seco, obtendo-se assim uma elevada resistência mecânica, dielétrica e estabilidade dimensional.

D. Óleo

O óleo constitui o isolamento líquido do transformador, sendo essa a sua principal função. Entretanto, esse fluido possui importantes características que o permite atuar como uma camada de revestimento protetora para evitar a oxidação das superfícies metálicas do tanque e, além disso, como um meio de refrigeração das partes ativas do transformador.

Essa última aplicação do óleo é especialmente importante para transformadores que operam a elevadas tensões. Isso porque os materiais condutores do enrolamento, normalmente de cobre, assim como o próprio material ferromagnético do núcleo geram, por efeito Joule, calor nas partes internas do tanque, o que resulta em um aumento substancial da temperatura. Essa situação, quando em excesso, pode fazer com que os materiais presentes tenham suas propriedades mecânicas e elétricas alteradas, impactando diretamente a vida útil do ativo. Portanto, um resfriamento eficiente é essencial e, sendo o óleo um fluido que já está presente no tanque como meio isolante com capacidades de arrefecimento, este material torna-se indispensável para transformadores de grande porte.

Existem vários tipos de óleo que podem ser aplicados a transformadores, sendo, no Brasil, o mineral e o de silicone os mais empregados (MAMEDE FILHO, 2019). Porém, de modo geral, pode-se destacar que todos os tipos apresentam as seguintes características (SAHA; PURKAIT, 2017):

- Boa rigidez dielétrica;
- Baixo fator de dissipação dielétrica;
- Boa estabilidade química;
- Baixa viscosidade;
- Boas propriedades de extinção de arco.

Óleo Mineral

O óleo mineral é o líquido mais comumente utilizado em transformadores, tanto nos de distribuição quanto nos de potência. Esse fluido, produzido por meio de um processo químico de fracionamento e refinamento de petróleo, se caracteriza pelo baixo ponto de fulgor (cerca de 145°C), quando comparados com outros tipos de óleos, o que confere certo grau de periculosidade à utilização de transformadores que o utilizam em prédios residenciais, comerciais ou em áreas que contém produtos inflamáveis.

Quando aplicados a equipamentos elétricos, os óleos minerais devem ser livres de impurezas, tais como umidade e poeira, para não comprometer as propriedades dielétricas. No entanto, a degradação do óleo é um processo natural diretamente associado ao envelhecimento do transformador bem como a algumas ocorrências de seu uso, como por exemplo, sobrecargas, que resultam em uma elevação de temperatura.

Uma vez que se inicia um processo de degradação, os óleos minerais começam a suportar a ocorrência de descargas internas que, quando ocorrem, impulsionam reações químicas sobre esse líquido. Tais reações são, geralmente, suficientes para a formação de subprodutos que, juntos, se denominam lama. Por ter densidade superior à do óleo, a lama desce para o fundo do tanque do transformador, podendo depositar-se sobre as bobinas do núcleo. Assim, sendo a lama um produto de baixo poder dielétrico, sua ocorrência pode resultar na degradação acelerada do isolamento ou na queima dos enrolamentos (MAMEDE FILHO, 2019).

Óleo de Silicone

O óleo de silicone é constituído de polímero sintético, cujo principal elemento é o silício. Trata-se de um líquido claro e incolor que apresenta uma excelente estabilidade térmica e uma viscosidade sensivelmente superior à dos óleos minerais. Além disso, esse tipo de fluido se caracteriza por ser não tóxico e quimicamente inerte.

Uma das principais vantagens da aplicação de óleo de silicone em transformadores se relaciona ao seu ponto de fulgor, em torno de 300°C, notadamente

maior que o dos óleos minerais. Essa característica, quando somada com a capacidade que o óleo de silicone tem para, em uma ocorrência de incêndio, formar uma camada delgada de dióxido de silício na sua superfície, não permitindo o contato com o oxigênio do ar ambiente, faz com que esse tipo de óleo proporcione maior segurança à operação de equipamentos elétricos.

Em virtude disso, o óleo de silicone é normalmente indicado para transformadores destinados a edifícios residenciais e comerciais, onde se deve preservar a segurança das pessoas, e em plantas industriais de elevada periculosidade. Menciona-se, no entanto, que a desvantagem desse tipo de óleo relaciona-se ao seu elevado custo (MAMEDE FILHO, 2019).

2.4.2. Processos de Degradação das Estruturas Isolantes

Sendo papel e óleo os principais componentes da estrutura de isolamento de um transformador de potência, a degradação destes influencia fortemente na perspectiva de vida útil do ativo como um todo.

Para o papel isolante de um transformador, os principais mecanismos de degradação são impulsionados pelo excesso de temperatura (degradação por pirólise), oxigênio (degradação por oxidação) e pelo conjunto ácidos e água (degradação por hidrólise ácida). Tais mecanismos de degradação envolvem, dentre outras coisas, a quebra de cadeia de carbono e a liberação, sobre o óleo, de produtos como hidrogênio, hidrocarbonetos de cadeia curta, monóxido de carbono, dióxido de carbono e água (MALAQUIAS, 2017).

Quando se trata do óleo isolante, tem-se que sua degradação decorre, principalmente, em função das reações químicas de oxidação e pirólise. A oxidação é o principal fator de degradação do óleo e, conforme destacado em (MALAQUIAS, 2017), os mais importantes catalisadores da oxidação são os metais no interior do transformador (cobre ou alumínio do enrolamento e aço da carcaça e do núcleo), além de umidade, impurezas, calor e campos elétricos. Já a pirólise no óleo ocorre através da quebra das ligações moleculares, que é normalmente causada pela energização das moléculas pela temperatura.

De modo geral, os processos de degradação tanto do papel quanto do óleo ocorrem lentamente e podem ser detectados por diversos modos, com destaque para o monitoramento de gases dissolvidos e a detecção de descargas parciais. As DPs, quando detectadas, não estão necessariamente associadas a processos no papel ou no óleo, porém quando se utiliza uma correlação de informações monitoradas, pode-se

utilizá-las para fortalecer possíveis diagnósticos. Um exemplo desse caso será abordado na seção 6.3.4 deste trabalho.

2.5. Componentes de um Transformador de Potência

Um transformador de potência (Figura 2-12) é constituído por diferentes componentes, cada um com características e aspectos construtivos próprios que são definidos, sobretudo, com base na aplicação e nos valores nominais de operação. Alguns dos principais componentes presentes em um transformador de potência são descritos nas seções seguintes.



Figura 2-12 – Transformador de potência.

Fonte: (DEL VECCHIO; FEGHALI; AHUJA, 2018).

2.5.1. Núcleo

O núcleo de um transformador (Figura 2-13) é constituído de uma grande quantidade de chapas, geralmente construídas com aço-silício de grãos orientados, montadas em superposição para reduzir as perdas por histerese e reduzir as correntes parasitas (ou correntes de Foucault).

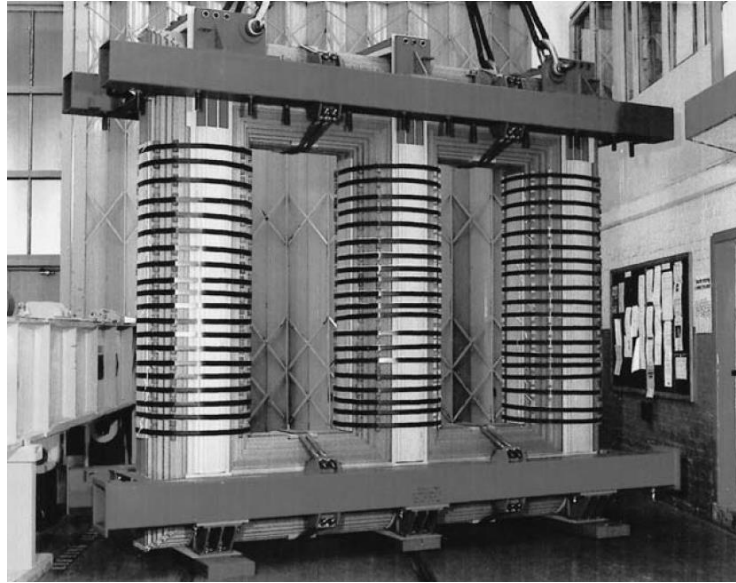


Figura 2-13 – Núcleo de um transformador.

Fonte: Adaptado de (HEATHCOTE, 2007).

As perdas por histerese são assim chamadas porque são decorrentes da relação não linear entre o campo magnético H e a densidade de fluxo B dos materiais ferromagnéticos que compõem o núcleo. Essa curva pode ser melhor compreendida por meio da Figura 2-14, onde se considera a histerese devido a um fluxo magnético senoidal. Assumindo inicialmente que o fluxo é nulo e aumentando-o gradativamente, a relação $B \times H$ seguirá o caminho ab , que pode ser continuado até a saturação, B_{max} . Entretanto, quando o fluxo se reduz, a relação $B \times H$ segue o caminho bcd , que é diferente daquele que foi percorrido quando o fluxo foi inicialmente incrementado. Em seguida, quando o fluxo cresce novamente, a curva percorre o caminho deb . Observa-se que, nesse estágio, o laço não passa pelo ponto a , o que evidencia que a quantidade de fluxo presente no núcleo depende não só do valor da corrente aplicada aos enrolamentos, mas também da “história” prévia do núcleo. Desse modo, pode-se verificar que a cada ciclo de fluxo magnético, a curva de magnetização do núcleo passa por estágios de crescimento e decaimento que ocorrem sob diferentes taxas de variação devido a um efeito “memória” do próprio material, formando uma área interna ao laço de histerese que, por sua vez, é diretamente relacionada à dissipação de energia (CHAPMAN, 2013; DEL VECCHIO; FEGHALI; AHUJA, 2018).

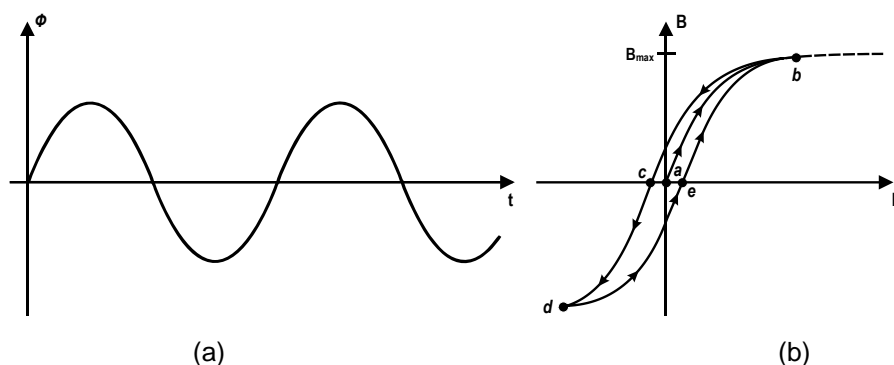


Figura 2-14 – Excitação do núcleo. (a) Fluxo magnético senoidal. (b) Laço de histerese.

Fonte: Adaptado de (CHAPMAN, 2013).

De acordo com a teoria clássica, além das perdas por histerese, as perdas associadas ao núcleo de um transformador devem-se também ao fenômeno conhecido como correntes de Foucault (KULKARNI; KHAPARDE, 2013), que são originadas quando um fluxo magnético percorre um material ferromagnético. Tais correntes, quando atuam em um material espesso, possuem maior liberdade de circulação (Figura 2-15(a)) e, por isso, aumentam consideravelmente o nível de perdas do núcleo através do efeito Joule. Assim, quando o núcleo é laminado, as áreas de indução tornam-se menores e, conseqüentemente, essas correntes são reduzidas, conforme ilustra a Figura 2-15(b). Para isso, no entanto, é importante ressaltar que o núcleo deve ser laminado no sentido do fluxo magnético e perpendicular às correntes parasitas.

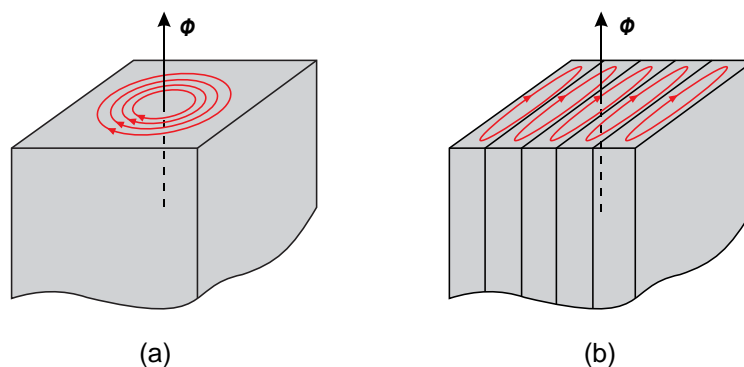


Figura 2-15 – (a) Corrente de Foucault. (b) Laminação do núcleo.

Fonte: Adaptado de (AGUIAR, 2007).

O desempenho magnético do transformador depende da qualidade do processo de fabricação. Por exemplo, uma boa prática construtiva para transformadores de potência, consiste em aplicar um processo de colagem nas chapas do núcleo, por meio de um composto de resina epóxi, para evitar vibrações que poderiam ser percebidas através de ruídos na parte interna do equipamento.

Vale ainda mencionar que o núcleo dos grandes transformadores é fabricado com lâminas montadas em vários conjuntos que, quando juntas, formam canais de

ventilação para dissipar o calor resultante das correntes parasitas e das perdas por histerese, conforme identificado nas figuras seguintes.

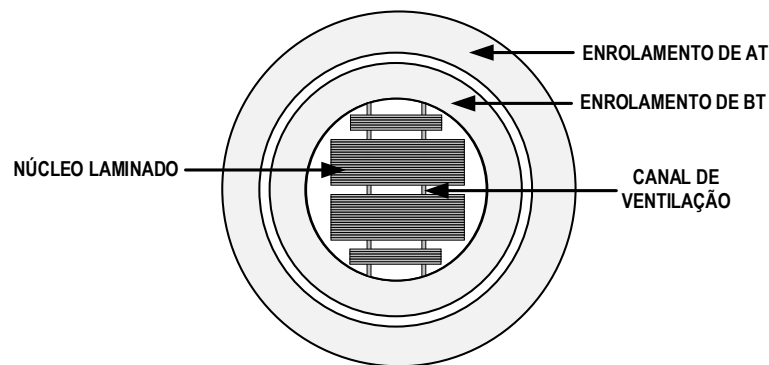


Figura 2-16 – Vista superior de uma coluna do núcleo.

Fonte: Adaptado de (MAMEDE FILHO, 2019).



Figura 2-17 - Núcleo durante construção.

A. Estruturas de Núcleo

Dentre os aspectos construtivos, um transformador pode ser caracterizado pela sua configuração de núcleo em dois tipos: núcleo envolvido (*core type*) e núcleo envolvente (*shell type*). Essas duas configurações são abordadas a seguir.

Núcleo Envolvido

Na configuração de núcleo envolvido, as bobinas dos enrolamentos de AT e BT são dispostas coaxialmente, formando duas camadas cilíndricas, em torno das colunas do núcleo, sendo que os enrolamentos de BT constituem, geralmente, a camada mais interna, conforme ilustra a Figura 2-18 para um transformador monofásico. Nessa montagem, é importante notar que, apesar de o equipamento contar com apenas um enrolamento de AT e um de BT, as bobinas são distribuídas, normalmente, de forma igual entre as duas colunas do núcleo para fins de balanceamento de peso e melhor aproveitamento da distribuição de fluxo (AGUIAR, 2007; FERRAZ, 2015).

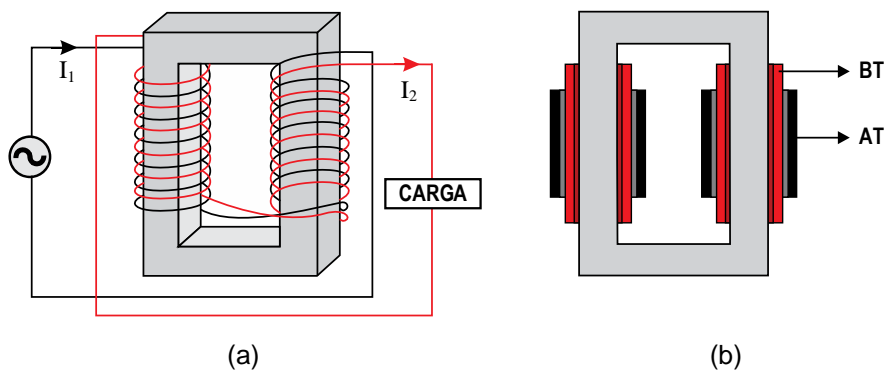


Figura 2-18 – Núcleo tipo envolvido. (a) Construção. (b) Vista em corte.

Fonte: Adaptado de (AGUIAR, 2007).

Para transformadores trifásicos, as montagens possíveis de serem utilizadas são mostradas na Figura 2-19. Na primeira configuração, Figura 2-19(a), três transformadores de núcleo envolvido, com os enrolamentos montados em uma única coluna de cada unidade, são dispostos em 120° e conectados entre si por meio da coluna posicionada ao centro. Se esta montagem for aplicada a um sistema trifásico equilibrado, a resultante de fluxo magnético sobre a região de união é nula, o que permite dispensá-la do projeto. Isso resulta na configuração mostrada na Figura 2-19(b), que se caracteriza por maior economia de material e redução do peso final do equipamento. Ressalta-se, no entanto, que tal montagem não é usual devido à complexidade de execução e, por isso, é normalmente substituída pela montagem da Figura 2-19(c). Essa última configuração apresenta pequena assimetria nos fluxos de cada enrolamento, entretanto, para fins práticos, esses efeitos tornam-se pouco relevantes (FERRAZ, 2015).

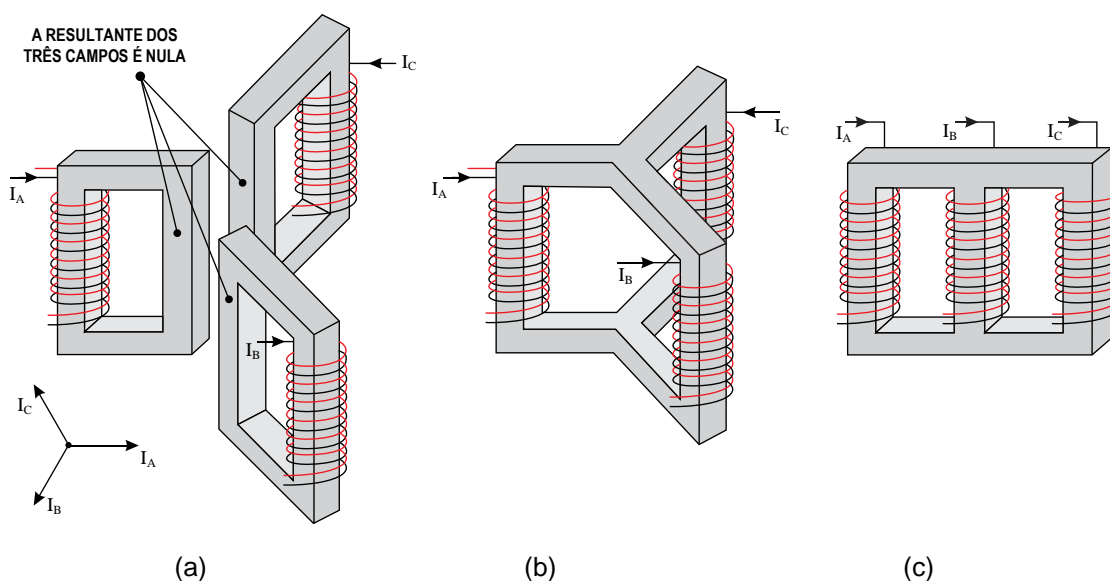


Figura 2-19 – Núcleo tipo envolvido para transformador trifásico. (a) União de três núcleos simples do tipo envolvido. (b) Resultante da união. (c) Construção prática.

Fonte: Adaptado de (AGUIAR, 2007).

Núcleo Envolvente

Os núcleos do tipo envolvente se caracterizam por possuírem as bobinas de AT e BT montadas, entre duas colunas periféricas, em forma de “panquecas” em uma configuração sobre a coluna central, por onde passa um fluxo magnético máximo total, conforme mostra a Figura 2-20 para um transformador monofásico. Essa forma construtiva apresenta a vantagem de permitir maior robustez mecânica ao equipamento, além de maior rendimento, e é utilizada principalmente em transformadores de pequena potência. Para transformador de grande porte, no entanto, esse tipo de núcleo não é muito usual devido à complexidade da montagem dos enrolamentos e ao maior custo.

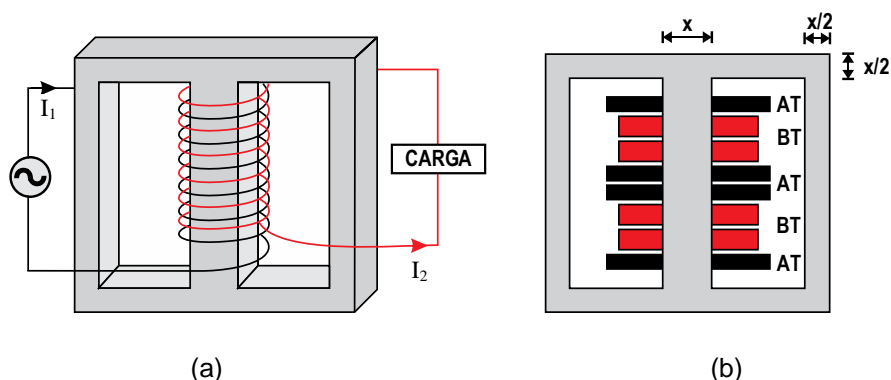


Figura 2-20 – Transformador tipo núcleo envolvente. (a) Construção. (b) Vista em corte.

Fonte: Adaptado de (AGUIAR, 2007).

Para transformadores trifásicos, a construção do núcleo do tipo envolvente se dá pela “união” de três unidades monofásicas formando uma configuração totem, conforme ilustra a Figura 2-21. É importante mencionar, entretanto, que nas regiões de junção, o fluxo magnético passante é a metade daquele que flui entre os enrolamentos, o que implica que a seção reta do núcleo nessas regiões pode ter a metade da seção das colunas centrais, resultando em economia de material e redução de peso. Vale também ressaltar que para que os fluxos magnéticos de cada enrolamento não se anulem nas junções, o enrolamento central deve contar com uma orientação inversa aos demais.

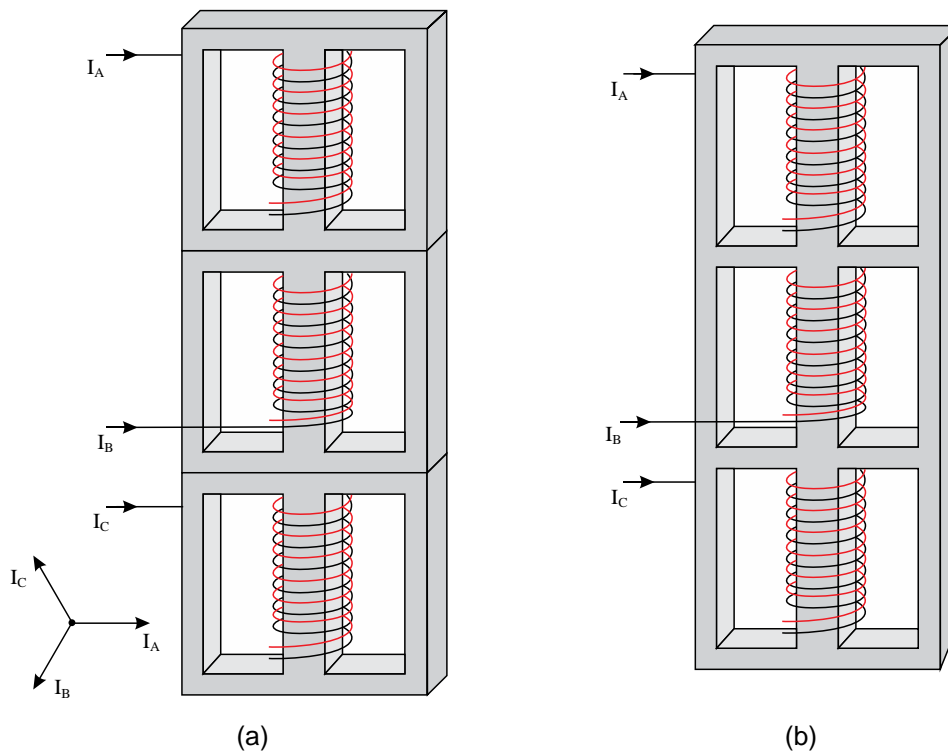


Figura 2-21 – Núcleo tipo envolvente para transformador trifásico. (a) União de três núcleos simples. (b) Resultante da união.

Fonte: Adaptado de (AGUIAR, 2007).

2.5.2. Enrolamentos

Os enrolamentos de transformadores consistem em bobinas primárias e secundárias e, possivelmente, terciárias, normalmente construídas por condutores de cobre ou alumínio, isolados com esmalte, fitas de algodão ou papel especial. Tais enrolamentos podem ser classificados em diferentes classes, de acordo com os limites de temperatura, da seguinte forma:

- Classe A – limite: 105°C;
- Classe E – limite: 120°C;
- Classe B – limite: 130°C;
- Classe F – limite: 155°C;
- Classe H – limite: 180°C.

Quanto à seção dos condutores das bobinas, cabe ressaltar que ela é determinada em função da densidade de corrente requisitada no projeto. No entanto, observa-se que, para transformadores de grande porte, normalmente é requerida uma densidade de corrente inferior àquela requisitada para transformadores de baixa

potência. De acordo com Mamede Filho (2019), isso se deve à necessidade de reduzir as perdas por efeito Joule.

Além de questões relacionadas às propriedades físicas dos enrolamentos, uma questão importante de se considerar no projeto de um transformador, assim como para fins de manutenção, se relaciona ao modo de construção desses enrolamentos. Nesse contexto, Harlow (2012) destaca que uma variedade de tipos de enrolamentos tem sido usada em transformadores de potência ao longo dos anos, sendo os principais deles discutidos a seguir.

A. Enrolamentos em Panqueca

O enrolamento em “panqueca” consiste na construção da bobina em várias seções, cada qual com os condutores enrolados em torno de uma forma retangular, com a face mais larga do condutor orientada horizontal ou verticalmente, de acordo com a configuração do núcleo. A Figura 2-22 ilustra como essas bobinas são tipicamente enroladas.



Figura 2-22 – Enrolamento em panqueca.

Fonte: (HARLOW, 2012).

Os enrolamentos em panqueca são aplicados normalmente a transformadores do tipo núcleo envolvente e, quando utilizados, são dispostos de forma empilhada, com pequenas barreiras isolantes e dutos de refrigeração separando cada unidade. Assim, as bobinas presentes em cada panqueca são conectadas, de forma ordenada, em grupos que formam os enrolamentos primário e secundário. Um exemplo de enrolamentos em panqueca empilhados é mostrado na Figura 2-23.

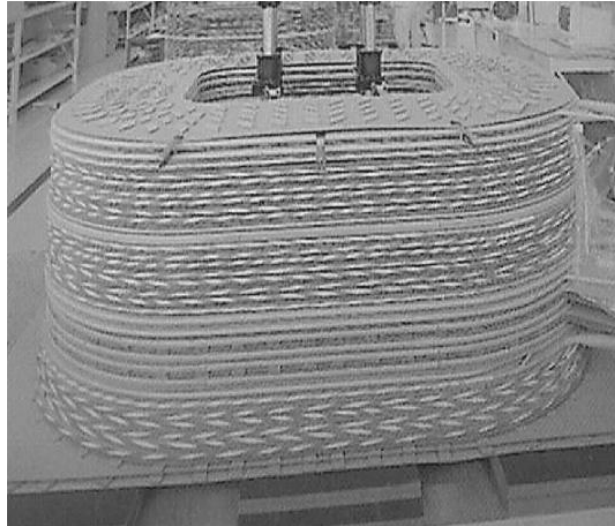


Figura 2-23 – Enrolamentos em panqueca empilhados.

Fonte: (HARLOW, 2012).

Os enrolamentos em panqueca são normalmente recomendados para facilitar a manutenção do transformador em caso de alguma avaria nas bobinas devido a possibilidade de recuperar apenas a porção danificada, diferentemente do que ocorre quando os enrolamentos são construídos em bobina única.

B. Enrolamentos em Camadas

Os enrolamentos em camadas são compostos por condutores isolados que são enrolados um ao lado do outro formando diferentes camadas cilíndricas coaxiais. Nessa configuração, vários fios podem ser enrolados em paralelo de acordo com o nível de corrente exigido no projeto, conforme mostra a Figura 2-24.

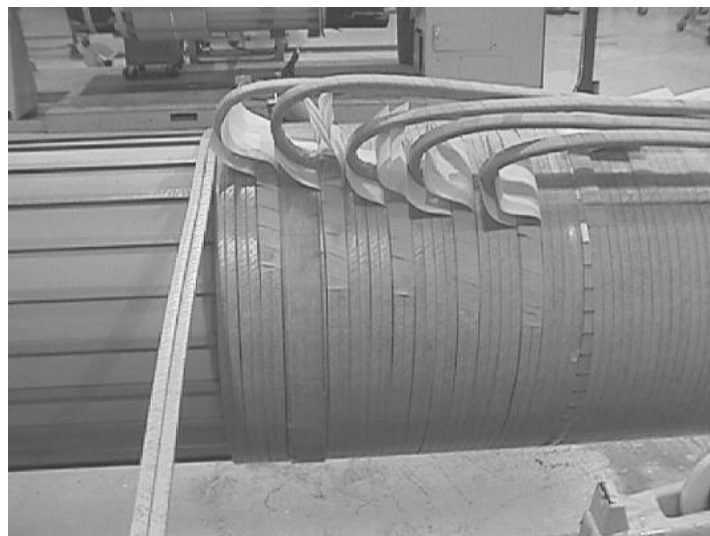


Figura 2-24 - Enrolamento em camadas.

Fonte: (HARLOW, 2012).

Variações dos enrolamentos em camadas são frequentemente aplicadas a equipamentos que possuem diferentes terminais de derivação como, por exemplo, transformadores dotados de comutador de *tap* sob carga (OLTC, da sigla do inglês) ou mesmo de enrolamento terciário que pode ser utilizado, entre outras coisas, para a supressão de terceiro harmônico (HARLOW, 2012).

C. Enrolamentos Helicoidais

Os enrolamentos helicoidais consistem em um conjunto de condutores paralelos, isolados entre si, que são enrolados continuamente ao longo de uma das colunas do núcleo, formando um cilindro com espaçadores inseridos entre cada volta. A Figura 2-25 mostra um enrolamento helicoidal durante o processo de fabricação. Os enrolamentos helicoidais são usados para aplicações de corrente mais alta, frequentemente encontrada nas classes de baixa tensão.

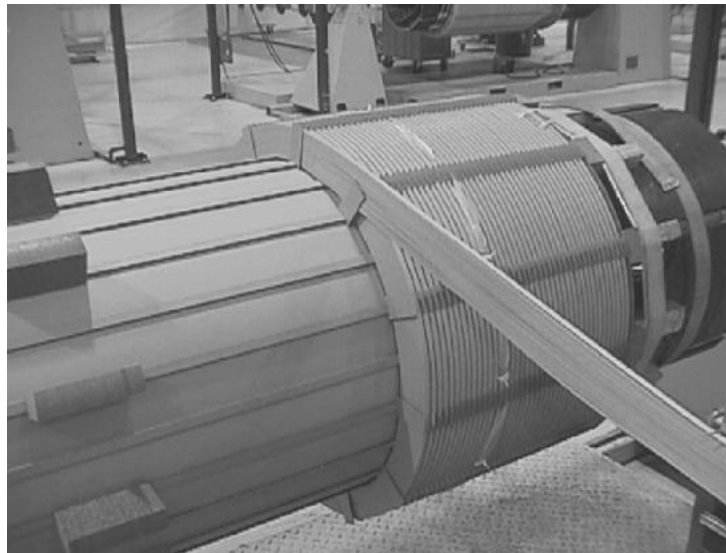


Figura 2-25 – Enrolamento Helicoidal.

Fonte: (HARLOW, 2012).

D. Enrolamentos em Disco

Um enrolamento do tipo disco pode envolver um único ou vários fios de condutores isolados enrolados em uma série de discos paralelos conectados interna ou externamente. Cada disco é compreendido por várias voltas enroladas concêntricamente. De acordo com Harlow (2012), a maioria dos enrolamentos de transformadores do tipo núcleo envolvido com classe 25 kV ou superior é do tipo disco. A Figura 2-26 mostra a conceito básico e a Figura 2-27 mostra cruzamentos típicos durante a fabricação do enrolamento em disco.

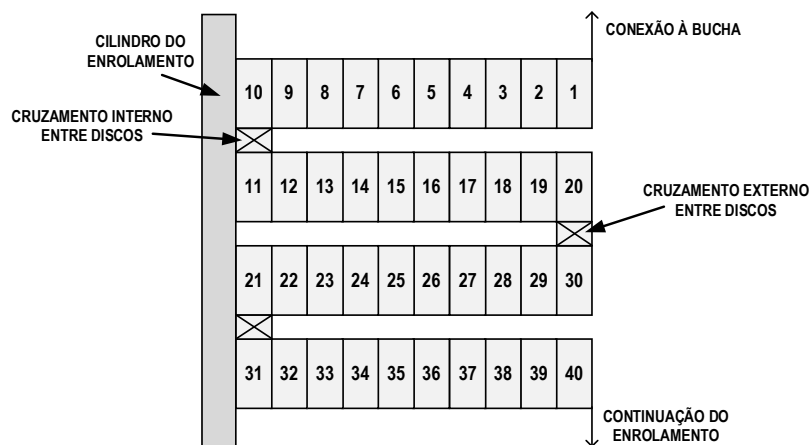


Figura 2-26 – Estrutura de um enrolamento em disco.

Fonte: Adaptado de (HARLOW, 2012).

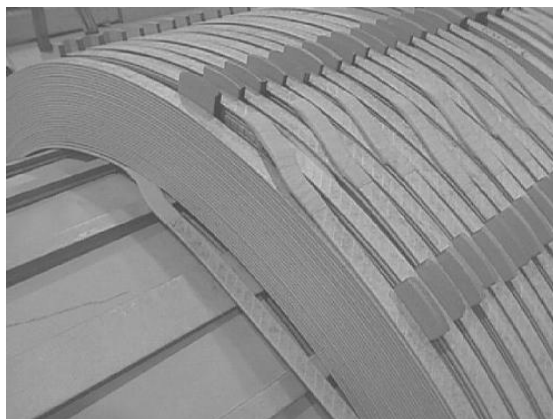


Figura 2-27 – Enrolamento em disco.

Fonte: (HARLOW, 2012).

2.5.3. Tanque

O tanque (Figura 2-28) constitui a parte metálica do transformador que abriga o núcleo, bem como todo o volume de óleo isolante, cujo tamanho e formato variam de acordo com a potência do transformador. Transformadores de pequeno porte, com potência nominal a partir de cerca de 15 kVA, normalmente apresentam um tanque com formato ovalado para facilitar a transferência de calor para o meio exterior. Acima dessa potência, no entanto, torna-se necessária a utilização de radiadores específicos.

O tanque dos transformadores está sujeito a processos acelerados de corrosão, principalmente quando estes são instalados em ambientes agressivos ou nas proximidades da orla marítima. Essa situação faz com que o projeto de transformados destinados a esses ambientes seja de material resistentes à corrosão. Por exemplo, para aplicações a ambientes sujeitos a atmosfera salina, utilizam-se geralmente chapas

de alumínio especial, enquanto que, para ambientes normais, faz-se uso de chapas de aço-carbono ASTM-1020 devidamente tratadas (MAMEDE FILHO, 2019).



Figura 2-28 – Montagem do tanque de um transformador.

Fonte: (HEATHCOTE, 2007).

2.5.4. Sistema de Preservação de Óleo

Uma das características mais importantes do projeto de um transformador é o sistema de preservação do óleo isolante. Basicamente, os modelos mais utilizados são os que utilizam tanque selado e os que utilizam o tanque conservador.

A. Tanque Selado

O modelo de tanque selado é mostrado na Figura 2-29 e se caracteriza pelo baixo requisito de manutenção, sendo aplicado geralmente a transformadores de até 2 MVA. Nesse esquema, o núcleo e os enrolamentos do transformador são imersos no óleo isolante que tem, acima de sua superfície, uma região preenchida por um gás que permite a expansão do óleo dentro do tanque sem grandes variações na pressão interna. Esse modelo apresenta ainda uma válvula de alívio de pressão para garantir que o volume de gás gerado durante sobrecargas ou falhas elétricas possa ser vertido.

As vantagens desse modelo é que ele é mais adequado para operar em ambientes agressivos ou extremamente úmidos, onde o uso do secador de ar é desaconselhável, além de ser, construtivamente, mais simples e barato. Por outro lado,

a desvantagem é que em casos de temperatura extrema, quando o óleo se expande, é necessário um grande volume de gás dentro do tanque para garantir o controle da pressão interna (WINDERS, 2002). Por essa razão, é conveniente o uso de relés de pressão súbita.

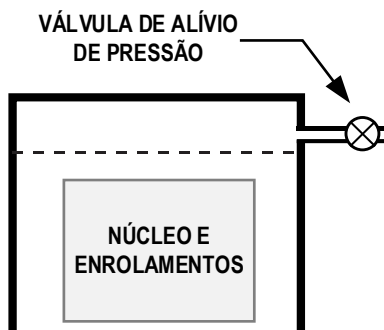


Figura 2-29 – Tanque selado.

Fonte: Adaptado de (WINDERS, 2002).

B. Tanque Conservador

Neste esquema, mostrado na Figura 2-30, o núcleo e os enrolamento são imersos no óleo isolante dentro do tanque e, diferentemente do modelo anterior, existe um reservatório menor, chamado “tanque conservador”, que se liga ao reservatório principal por meio de um duto, denominado “pescoço de ganso” (WINDERS, 2002). O tanque conservador é utilizado em transformadores de potência, com capacidade normalmente superior a 2 MVA, e é destinado a receber o óleo do tanque principal quando este se expande, devido aos efeitos do aquecimento interno.

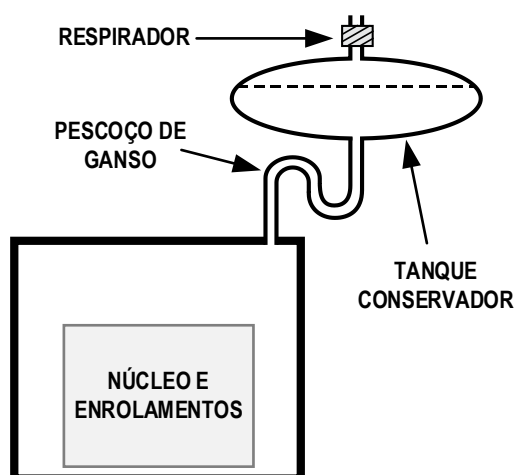


Figura 2-30 – Sistema de preservação de óleo com tanque conservador.

Fonte: Adaptado de (WINDERS, 2002).

Como se sabe, os transformadores operam normalmente com um ciclo de carga variável, provocando a expansão e a contração do líquido isolante durante situações de aquecimento e resfriamento, respectivamente. Dessa forma, toda vez que é aquecido, o óleo se expande, expulsando o ar que fica contido no tanque conservador. Por outro lado, no período de carga leve ou de temperaturas mais amenas, o óleo se resfria, provocando a entrada de ar nas partes internas (MAMEDE FILHO, 2019). Esse processo é conhecido como “respiração” do transformador.

Para evitar a penetração do ar úmido e partículas contaminantes no interior do ativo, um dispositivo construído com sílica-gel, comumente chamado “respirador” ou “secador de ar”, é utilizado como uma interface entre o interior do tanque conservador e o ambiente externo. Todavia, embora o projeto do tanque do conservador evite o excesso de pressurização quando o óleo se expande, o contato com a atmosfera torna o óleo mais susceptível a agentes contaminantes, apesar do secador de ar presente.

Vale a pena a mencionar que a existência do conservador de óleo em transformadores permite a aplicação do relé de Buchholz que é útil para fins de proteção em casos de formação de gases e na condição de súbita variação do nível de óleo, sendo útil para detectar a presença de pequenos volumes de gás no interior do líquido isolante, geradas, por exemplo, por arcos de baixa energia ou, simplesmente, descargas parciais (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017).

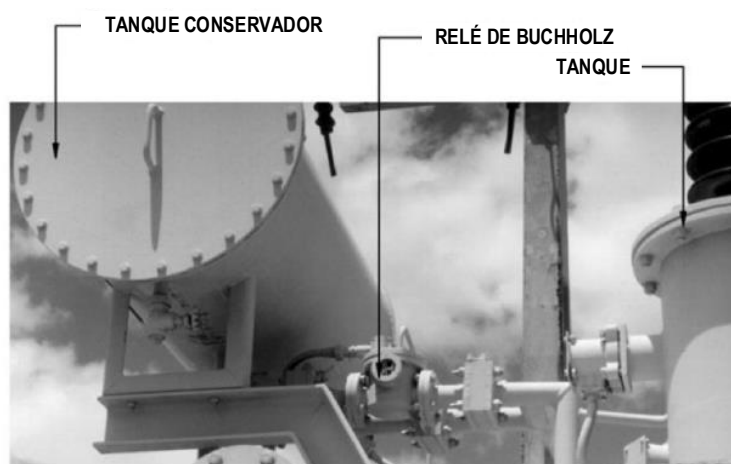


Figura 2-31 – Relé de Buchholz.

Fonte: Adaptado de (MAMEDE FILHO, 2019).

2.5.5. Sistema de Resfriamento

Quando em operação, os transformadores geram internamente uma grande quantidade de calor devido a histerese, correntes parasitas e perdas ôhmicas dos condutores, que necessita ser transferida para o meio externo para não prejudicar a

qualidade do isolamento. Tal transferência se dá principalmente pelo caráter de arrefecimento do óleo que o permite retirar calor do núcleo e seus componentes e dissipá-lo às paredes do tanque ou dos radiadores.

Os processos de transferência de calor, tanto interno (núcleo para paredes do tanque) quanto externo (paredes do tanque para o ambiente), são realizados das seguintes formas (KULKARNI; KHAPARDE, 2013):

- **Condução:** consiste em um processo de transferência de calor através de um meio estacionário, como um sólido ou fluido.
- **Radiação:** ocorre naturalmente por meio de ondas eletromagnéticas sem a necessidade de um meio físico.
- **Convecção:** consiste na dissipação do calor em razão da diferença de densidade existente no volume de óleo. Isso é possível porque, quando há um aumento de temperatura de um fluido, as porções mais quentes passam a ter menor densidade e tendem a subir, sendo substituídas por porções, ou massas, mais frias. Essa circulação é constante e, à medida que ocorre, o calor é cedido a outros meios físicos.

Em termos práticos, os processos internos de transferência de calor se devem principalmente à convecção e à condução, com destaque para o primeiro. Isso porque o calor do núcleo é retirado devido à convecção e transferido às paredes do tanque ou radiador através da condução. Externamente, porém, a principal contribuição vem da convecção do ar em contato com o tanque e radiadores.

Os processos de convecção, sejam eles internos, devido à movimentação de volumes do óleo, ou externos, devido à circulação de massas de ar, podem ocorrer de duas formas, a saber: convecção natural, isto é, sem interferência de máquinas; ou convecção forçada. Esse último caso é mais comum para impulsionar a circulação do ar externo sobre a superfície do tanque. Para isso, é necessário a utilização de motores acoplados a ventiladores que aceleram a movimentação das massas de ar quente, que são imediatamente substituídas por massas de ar frio, num processo rápido e contínuo. Os ventiladores são, normalmente, ligados em estágios e operam à medida que o transformador adquire uma temperatura predeterminada nos seus enrolamentos. Desta forma, pode-se aumentar a potência nominal do transformador em cerca de 25% a 67%.

Os transformadores são designados quanto ao tipo de resfriamento por um conjunto de letras que representam as iniciais de palavras correspondentes. Assim,

quanto ao tipo de sistema de resfriamento, um transformador pode ser dos seguintes tipos:

- Óleo natural com resfriamento natural – ONAN (*Oil Natural, Air Natural*).
- Óleo natural com ventilação forçada – ONAF (*Oil Natural, Air Forced*).
- Óleo com circulação forçada do líquido isolante e com ventilação forçada – OFAF (*Oil Forced, Air Forced*).
- Óleo com circulação forçada do líquido isolante e com resfriamento a água – OFWF (*Oil Forced, Water Forced*).
- Seco com resfriamento natural – NA (*Natural Air*).
- Seco com ventilação forçada – AF (*Air Forced*).

2.5.6. Buchas

A norma ABNT NBR 5034 (ABNT, 2014) define uma bucha elétrica como uma “peça ou estrutura de material isolada que assegura a passagem isolada de um condutor através de uma parede não isolante”. Em um transformador, as buchas são os elementos responsáveis por interconectar os condutores do sistema elétrico aos enrolamentos desse equipamento, que ficam completamente internos ao tanque, mantendo a isolação entre os condutores de cada fase e a carcaça. A Figura 2-32 mostra a estrutura típica de uma bucha condensiva, aplicada em classes mais altas de tensão.

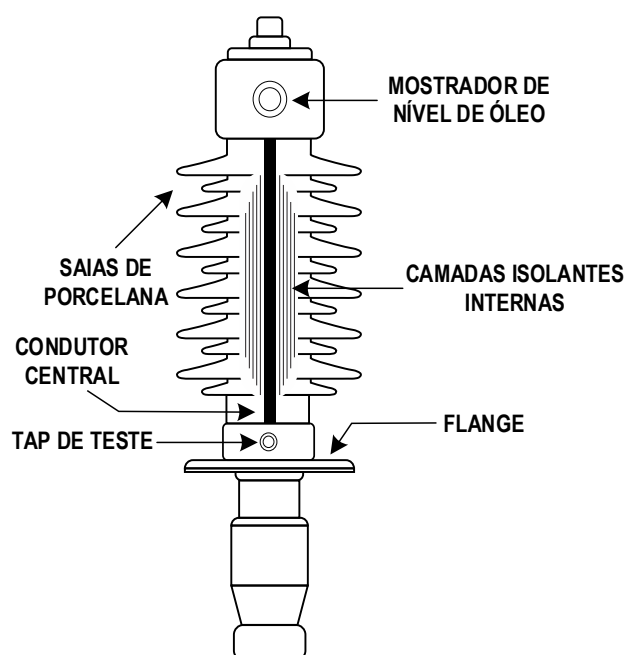


Figura 2-32 – Estrutura típica de uma bucha de AT para transformador.

Na figura mostrada, o condutor central leva a corrente do sistema elétrico aos enrolamentos (buchas do lado primário) ou o oposto, quando se trata de buchas do lado secundário. Esse condutor central é envolvido por camadas de isolamento que utilizam, geralmente, papel impregnado em óleo, com folhas condutoras. Externamente, pode-se destacar a presença das saias, que têm a função de dificultar a fuga de corrente das partes energizadas. Como a porcelana, material isolante que constitui as saias, é um material poroso, tem-se na superfície delas uma camada de esmalte para evitar umidade e contaminação. Na ilustração apresentada, vale ainda destacar a presença do *tap*, que é utilizado para fins de teste. Segundo a NBR 5034 (ABNT, 2014), quando a bucha está em operação, esse *tap* deve ser aterrado.

Descrevem-se nas seções seguintes os dois principais tipos de buchas utilizadas em transformadores de subestações não abrigadas, sendo elas: buchas não-capacitivas e buchas condensivas (ou capacitivas).

A. Buchas Não-Capacitivas

As buchas não-capacitivas constituem um condutor revestido por material ou meio isolante como porcelana, vidro, resina, papel, etc. Na Figura 2-33 é mostrado um esquemático desse tipo de bucha, onde dois importantes parâmetros construtivos ficam evidentes: “a”, cujo valor é função da classe de tensão, das características do material isolante e da geometria dos eletrodos; e “b”, cujo valor é definido de acordo com o ambiente de operação.

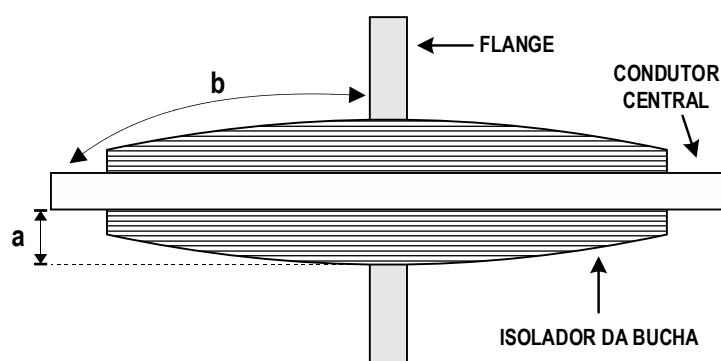


Figura 2-33 – Bucha não-capacitiva.

Fonte: Adaptado de (RYAN, 2013).

Uma das características das buchas não-capacitivas é dada pela distribuição não-linear do campo elétrico tanto na camada isolante quanto na superfície, o que pode resultar em uma alta concentração de campo no meio isolante e levar a um conseqüente surgimento de descargas parciais, comprometendo a vida útil do equipamento. Além disso, vale destacar que tal concentração pode ser suficiente para resultar em

trilhamento e descargas na superfície do isolamento (RYAN, 2013). A Figura 2-34 ilustra essa característica.

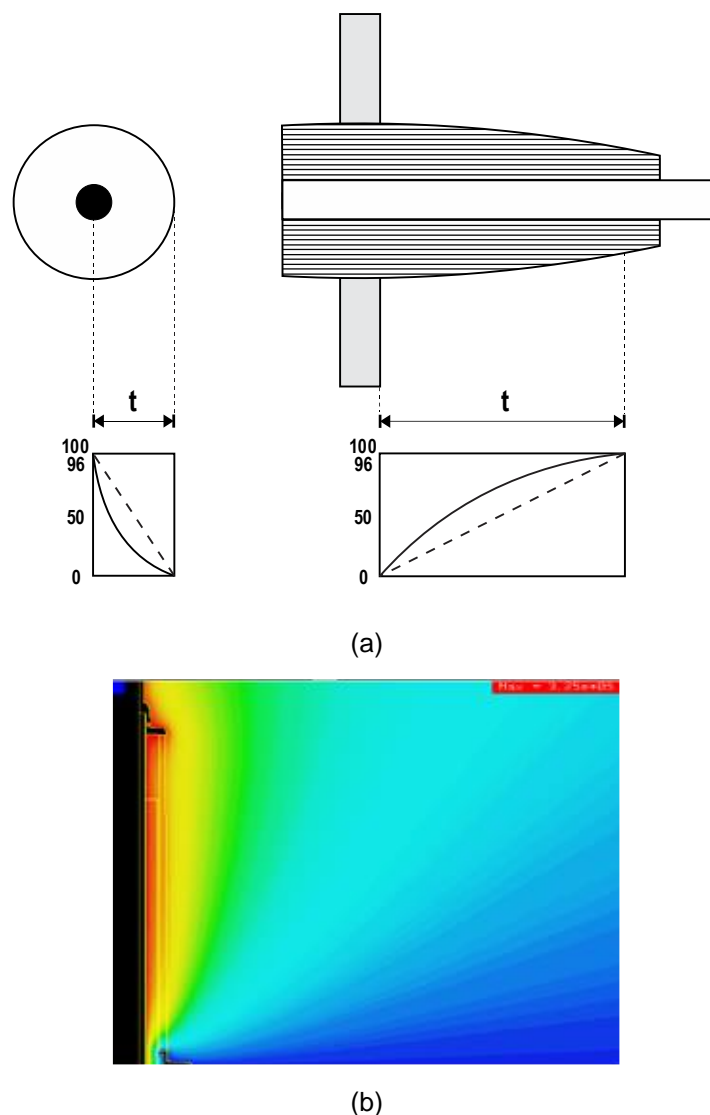


Figura 2-34 – Distribuição de tensão nas buchas não-capacitivas.

Fonte: Adaptado de (RYAN, 2013; FRONTIN, 2013).

B. Buchas Condensivas

As buchas condensivas são utilizadas principalmente em tensões acima de 69 kV e se caracterizam por serem projetadas com camadas cilíndricas, compostas de material isolante, geralmente papel com resina ou óleo, dispostas coaxialmente com o condutor, como mostra a Figura 2-35. Observa-se que o comprimento e o diâmetro das camadas cilíndricas internas são projetados de acordo com as capacitâncias parciais, resultando em uma melhor distribuição do campo elétrico e um controle de campo radial dentro dos limites do material isolante (RYAN, 2013; HEATHCOTE, 2007).

Esse tipo de bucha é, normalmente, dotado de um *tap* capacitivo, localizado entre a última camada do isolamento e o terra, que funciona como um terminal externo para acesso à parte interna do isolamento, sendo bastante utilizado para fins de monitoramento. Através do *tap* capacitivo podem ser realizadas medidas de tensão, descargas parciais, capacitância e tangente delta ($\tan \delta$), ou, equivalentemente, fator de dissipação, do isolamento.

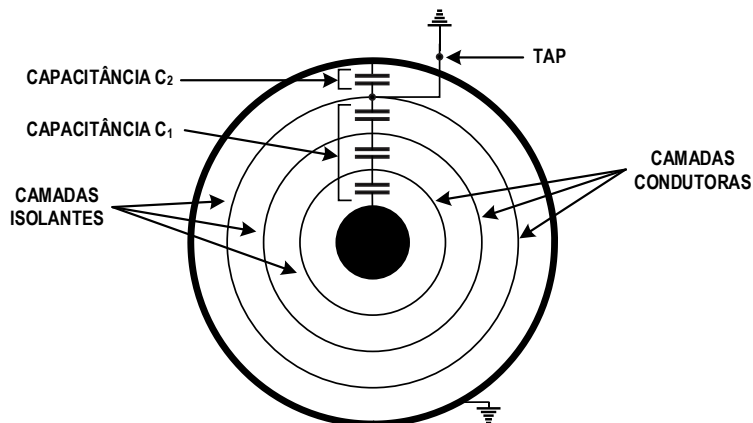


Figura 2-35 - Estrutura de uma bucha condensiva.

Fonte: Adaptado de (MURTY, 2017).

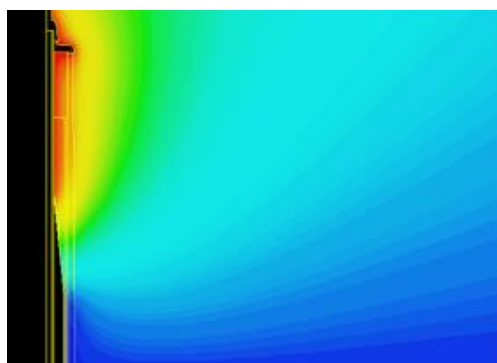


Figura 36 – Distribuição de campo elétrico em buchas condensivas.

Fonte: Adaptado de (FRONTIN, 2013).

Conforme se verifica na Figura 2-35, a disposição coaxial das camadas isolantes forma duas capacitâncias: C_1 e C_2 . Através da Figura 2-37, observa-se também que o isolamento do *tap* ocorre entre essas duas capacitâncias de forma que a arquitetura da bucha se revela como um divisor de tensão.

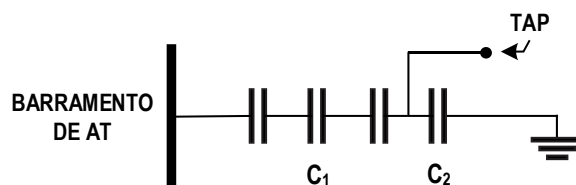


Figura 2-37 – Representação elétrica do isolamento da bucha.

É interessante destacar que devido à capacitância e às perdas dielétricas, quando uma tensão fase-terra é aplicada sobre uma bucha, surge uma corrente de fuga que circula sobre o isolamento. Tal corrente possui duas componentes: uma resistiva, representando as perdas; e uma capacitiva, associada à própria capacitância da isolação, como ilustra Figura 2-38(a).

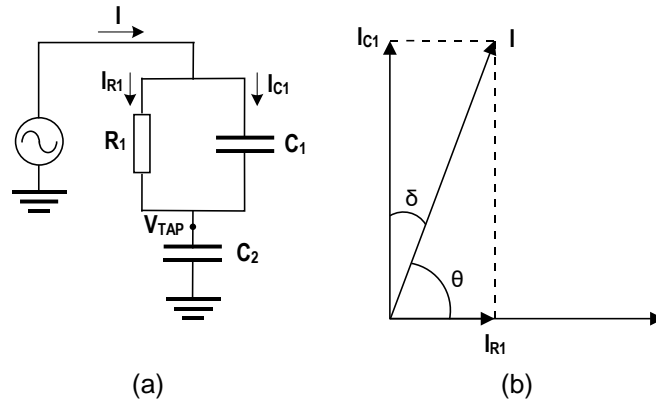


Figura 2-38 – Circuito equivalente e diagrama fasorial de uma bucha condensiva energizada.

Essa situação, vista de um diagrama fasorial, como o mostrado na Figura 2-38(b), revela, portanto, dois importantes parâmetros de aferição das condições de isolamento: os ângulos δ e θ , úteis na determinação do fator de dissipação e do fator de potência do equipamento que são, respectivamente, definidos do seguinte modo:

$$FD = \tan \delta = \frac{I_{R1}}{I_{C1}} \quad (2.10)$$

$$FP = \cos \theta = \frac{I_{R1}}{I} \quad (2.11)$$

As buchas condensivas podem ser classificadas de acordo com modo de isolamento, sendo os principais listados a seguir:

- Buchas de Papel Resinado (RBP);
- Buchas de Papel Impregnado em Óleo (OIP);
- Buchas de Papel Impregnado em Resina (RIP).

Buchas de Papel Resinado

As buchas RBP são aplicadas principalmente na baixa tensão devido às características do material isolante, sendo projetadas para operar com um campo radial máximo de, aproximadamente, 20 kV/cm. O isolamento das buchas RBP é constituído unicamente de um laminado de papel e resina. A construção desse isolamento consiste em, primeiramente, cobrir o papel com resina fenólica ou epóxica, para, depois, modelar na forma cilíndrica, camada por camada, através de calor e pressão. Vale destacar que

a aplicação dessas buchas é limitada devido ao risco de instabilidade térmica do isolamento, que pode ser impulsionada pelas perdas dielétricas causadas em razão da circulação de corrente resistiva pelo material isolante. Adicionalmente, ressalta-se que as buchas RBP podem possuir uma considerável quantidade de ar distribuído entre as lâminas, o que estabelece um ponto fraco do sistema de isolamento quanto à possibilidade de descargas parciais.

Um problema comum das buchas RBP é que, quando em operação, a entrada de umidade no isolamento pode provocar uma delaminação, isto é, uma separação involuntária das camadas de papel resinado, assim como o aumento e a instabilidade das perdas dielétricas. Tal delaminação pode ser suficiente para provocar descargas nos finais das camadas delaminadas, gerando carbono. As descargas no espaço vazio, também possíveis de ocorrerem, podem produzir uma ruptura radial entre duas camadas. Quando combinadas, esses dois modos de descargas podem estabelecer uma falha completa do isolamento (RYAN, 2013).

Buchas de Papel Impregnado em Óleo

As buchas OIP são amplamente aplicadas na alta tensão em transformadores de potência, reatores e transformadores de instrumentos, sendo projetadas para operar em campos radiais com valores típicos de 45 kV/cm (RYAN, 2013). O isolamento de papel impregnado em óleo obtido com papel, normalmente Kraft, é disposto em camadas e sua impregnação é realizada após secagem a vácuo. Geralmente, o óleo utilizado no processo é do tipo mineral que, antes de ser aplicado, passa por um tratamento para garantir baixa umidade e baixo volume de gás, além de alta suportabilidade dielétrica.

A Figura 2-39 mostra as etapas do processo de fabricação de buchas OIP.

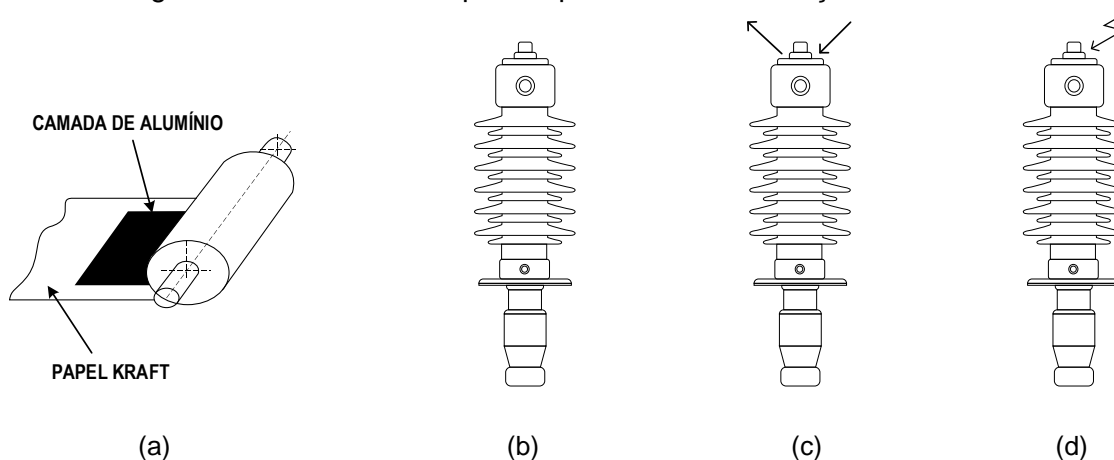


Figura 2-39 – Processo de fabricação de uma bucha OIP. (a) Construção das camadas de isolamento. (b) Montagem. (c) Processo de vácuo com impregnação de óleo. (d) Ensaios.

Fonte: Adaptado de (SILVA, 2007).

Buchas de Papel Impregnado em Resina

As buchas RIP foram, inicialmente, desenvolvidas para serem utilizadas em equipamentos de manobra em sistemas de distribuição e isolamento de barramentos e, atualmente, têm expandido sua aplicação em equipamentos e estruturas de até 800 kV, podendo operar com campo radial de, aproximadamente, 36 kV/cm (RYAN, 2013).

O processo de fabricação de uma bucha RIP é ilustrado na Figura 2-40. Nesse processo, fitas e folhas de papel, juntamente, com camadas condutoras de alumínio são montadas umas após as outras de modo que haja o controle da distribuição de capacitâncias. Em seguida, o isolamento de papel é seco por um processo controlado a vácuo para, após, ser adicionada a resina epóxi. Durante o ciclo de cura da resina, é necessário um mecanismo de controle dos possíveis encolhimentos a fim de evitar fissuras ou outros danos mecânicos. O produto proveniente do ciclo de cura é então submetido a um processo de secagem e retirada de gás, o que faz com que a bucha tenha características de baixas perdas dielétricas e seja menos susceptível a descargas parciais (SILVA, 2007).

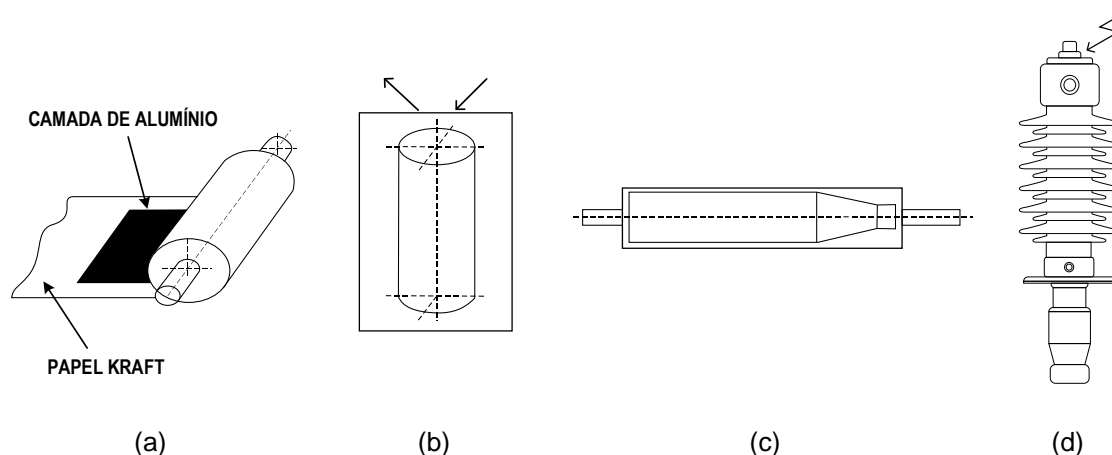


Figura 2-40 – Processo de fabricação de uma bucha tipo RIP. (a) Construção das camadas de isolamento. (b) Secagem e impregnação com resina a vácuo. (c) Usinagem. (d) Ensaios de rotina.

Fonte: Adaptado de (SILVA, 2007).

2.5.7. Comutadores de Tap

A mudança da relação de tensão de um transformador pode ser necessária em várias situações durante a operação. Para que isso seja possível é necessário alterar a relação de espiras dos enrolamentos, o que é feito através dos dispositivos comutadores de tap. Em geral, os comutadores de tap para operação desenergizada têm um total de cinco posições de derivação, de tal forma que uma posição fixa a relação nominal, duas delas ultrapassam a tensão nominal e as duas restantes ficam abaixo desse valor. Os

incrementos de tensão entre os *taps* variam entre 1,15 a 2,5%, sendo muito usado o valor de 2,5% da tensão nominal, de modo que a máxima alteração seja de $\pm 5\%$ desse valor (WINDERS, 2002).

Um comutador do tipo tambor rotativo e as conexões do enrolamento são mostrados na Figura 2-41. Os *taps* podem ser trocados por uma manivela na parte externa do transformador, que é travada em cada posição de *tap* com marcadores de indicação para mostrar a configuração selecionada. Nos transformadores trifásicos, os comutadores de *tap* das três fases são agrupados de forma que todas elas sempre estejam com a mesma relação de espiras.

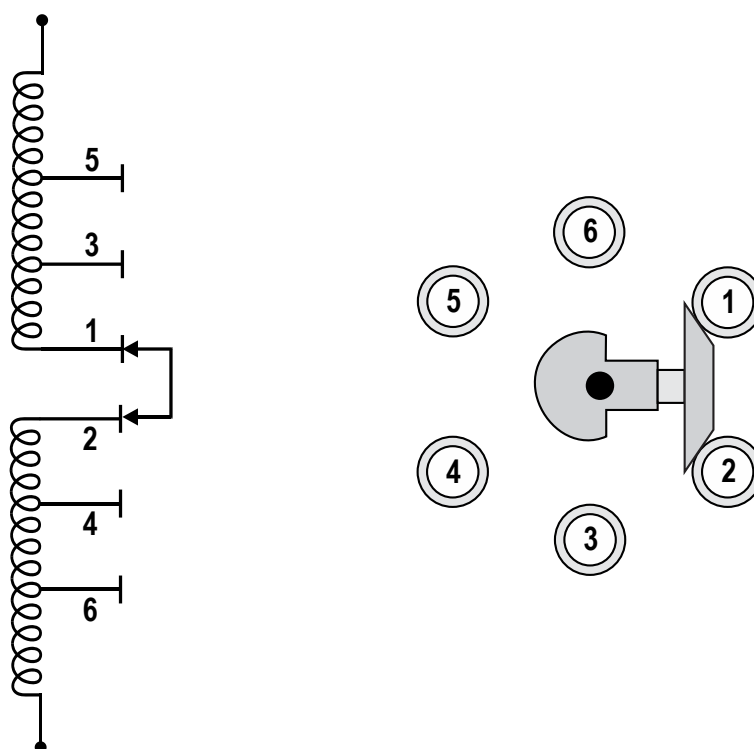


Figura 2-41 – Comutador de *tap* para operação desenergizada.

Fonte: Adaptado de (WINDERS, 2002).

Como os níveis de carga e as tensões do sistema podem mudar com frequência, às vezes é necessário ajustar o *tap*, o que é impraticável de se fazer com um comutador que exige o completo desligamento do transformador. Nesse contexto, os dispositivos indicados são os chamados comutadores de *tap* sob carga (ABB, 2004).

Os dispositivos de comutação descritos podem manobrar de forma manual ou automática. Para a comutação de *taps* no modo automático, a tensão de saída do transformador é comparada a uma tensão de referência e, caso seja necessária uma alteração, um sinal é enviado, a partir de um mecanismo de controle, ao motor do comutador. Os mecanismos de controle modernos devem ser úteis para tratar diversas

situações. Por exemplo, no caso de um banco de transformadores monofásicos em paralelo, os sistemas de controle do comutador de *tap* devem garantir a mesma relação de tensão mesmo nos cenários de desequilíbrio de carga, o que é feito utilizando um conjunto de transformadores de corrente (TCs) que garante a distribuição correta das correntes de cada equipamento do banco.

Um OLTC deve ser capaz de alternar de uma posição de derivação (*tap*) para outra sem interromper o fluxo de corrente para a carga e sem criar um curto-circuito entre duas derivações do enrolamento do transformador. Para isso ser possível, os OLTCs atuais contam com diversos mecanismos de controle e acionamento, sendo os principais: chaves com resistores, reatores de transição, chaves desviadoras e interruptores a vácuo (DEL VECCHIO; FEGHALI; AHUJA, 2018; HEATHCOTE, 2007).

Os OLTCs com interruptor a vácuo constituem um dos modelos mais amplamente utilizados. Basicamente, esse tipo de comutador é composto por dois braços, conectados entre si por uma chave a vácuo, sendo que cada um desses braços é composto por uma chave comutadora, um reator e uma chave desviadora, conforme ilustra a Figura 2-42. O modo de funcionamento desse tipo de comutador é melhor compreendido por meio da Figura 2-43, na qual se mostra o processo de comutação da posição de *tap* 1 para a posição de *tap* 2. Primeiramente, na Figura 2-43(a), tem-se os dois braços no *tap* 1. Em seguida, na Figura 2-43(b), o comutador começa a se mover em direção à derivação 2, com as chaves desviadora 1 e a vácuo abertas. Observa-se que durante a transição, o braço A fica desenergizado e o fluxo das bobinas passa inteiramente pelo braço B. Uma vez que o braço A é conectado à derivação 2, ainda com o braço B conectado à derivação 1, como mostra a Figura 2-43(c), a chave a vácuo é fechada. Neste instante, verifica-se que existe uma corrente circulante entre os dois braços do comutador devido à diferença de tensão entre os *taps* 1 e 2. Entretanto, tal corrente, somada à corrente de operação do transformador, é suportada pelos reatores. Prosseguindo a movimentação do comutador de *tap*, abre-se a chave a vácuo, conforme ilustra a Figura 2-43(d), até que ambos os braços estejam na derivação 2, conforme mostrado na Figura 2-43(e).

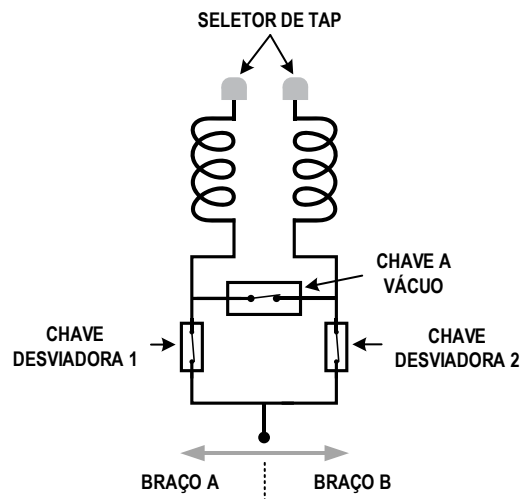


Figura 2-42 – OLTC com chave comutadora.

Fonte: Adaptado de (HEATHCOTE, 2007).

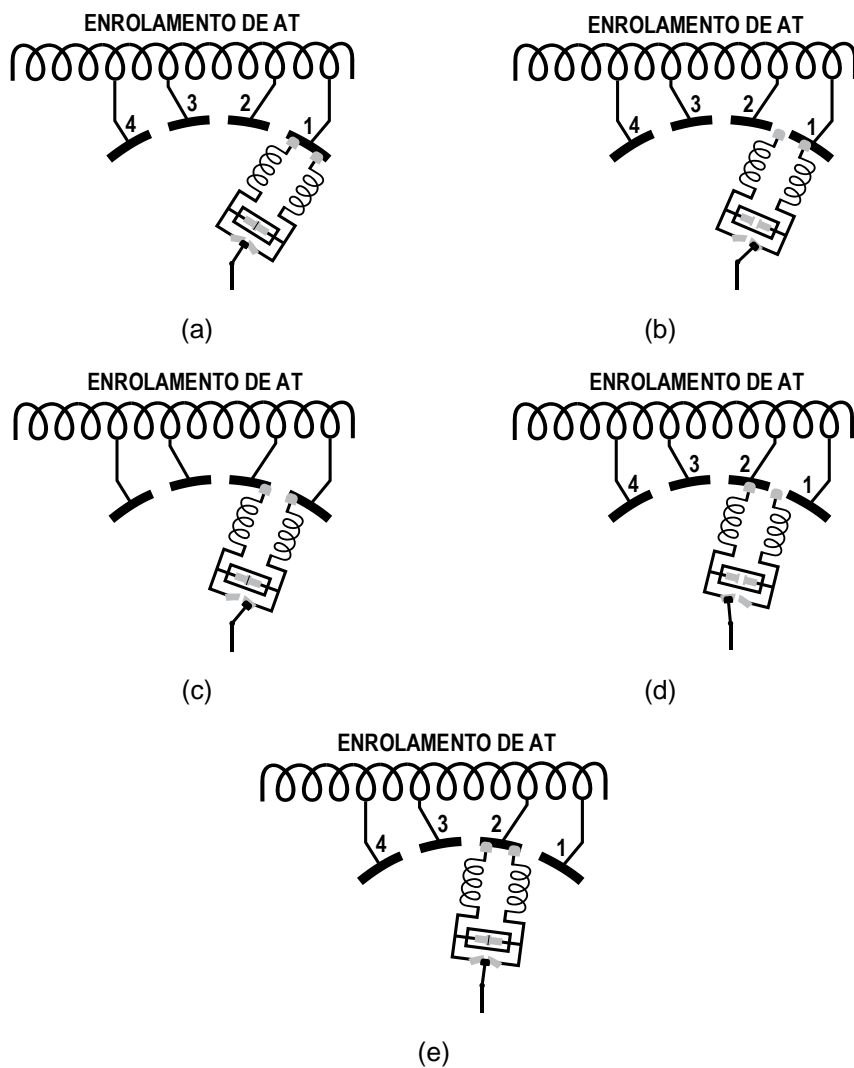


Figura 2-43 – Princípio de operação do comutador de tap.

De acordo com a tecnologia empregada no processo construtivo, bem como o porte do transformador, os dispositivos comutadores de *tap* podem ser dispostos interna ou externamente ao tanque, conforme ilustrado nas Figuras 2-50 e 2-51, respectivamente.

Os comutadores de derivação montados dentro do tanque se situam próximo do conjunto de núcleo e bobina. Seus seletores e comutadores ficam na parte inferior do comutador, junto ao óleo do tanque, enquanto a chave desviadora fica localizada em um compartimento separado, na parte superior, geralmente dentro de um cilindro selado feito de fibra de vidro ou outro material similar. Dessa forma, todos os arcos que ocorrem ficam confinados a este compartimento.

Por sua vez, os comutadores de *tap* externos são montados na lateral do transformador em compartimento separado que é parafusado ao tanque e conectado aos enrolamentos por meio de uma placa de conexão. As chaves seletoras e desviadores e os interruptores a vácuo ficam localizados inteiramente dentro do compartimento mencionado, porém vale ressaltar que alguns comutadores de *tap* externos possuem dois compartimentos distintos, um para o interruptor a vácuo e outro para as chaves seletoras e desviadoras (DEL VECCHIO; FEGHALI; AHUJA, 2018).

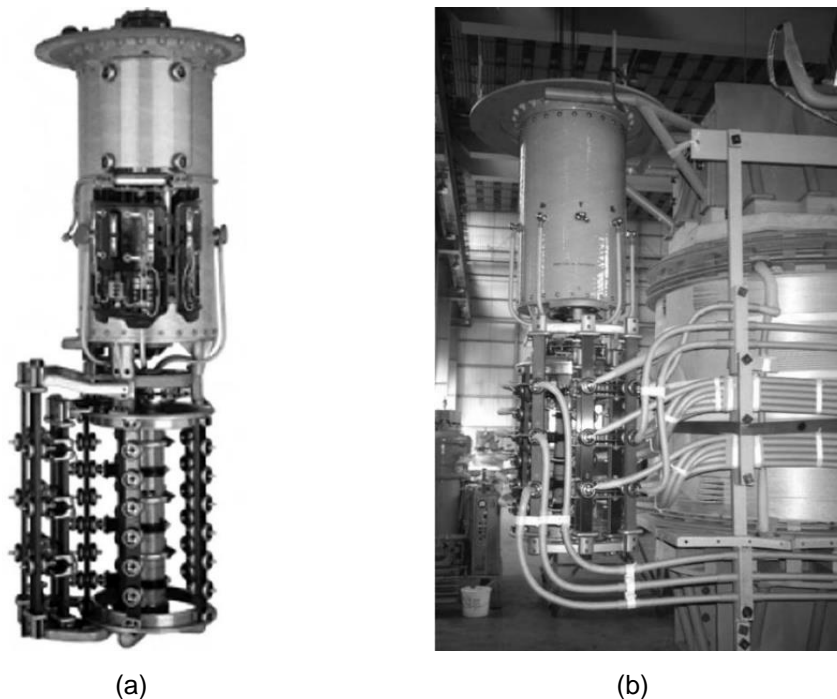


Figura 2-44 – Comutador de *tap* de montagem interna ao tanque.

Fonte: (HEATHCOTE, 2007).

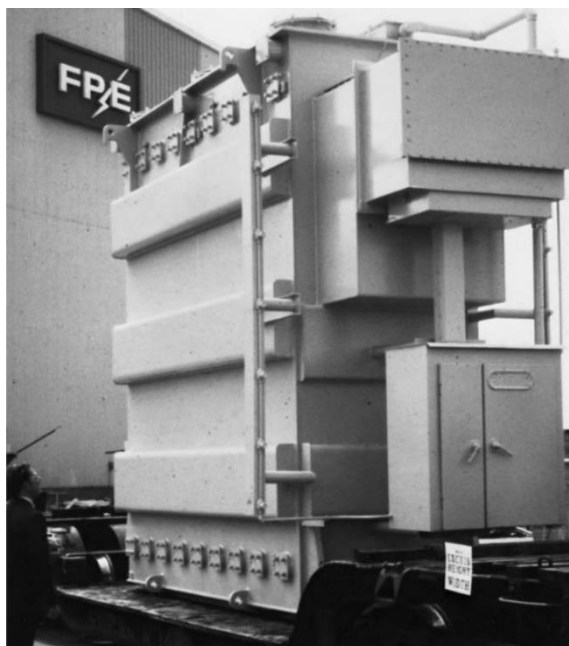


Figura 2-45 – Comutador de *tap* externo.

Fonte: (HEATHCOTE, 2007).

Capítulo

3. Monitoramento de Transformadores de Potência

3.1. Considerações Iniciais

Os transformadores de potência constituem um dos principais dispositivos de uma infraestrutura de transmissão e distribuição, cuja confiabilidade de operação relaciona-se diretamente ao funcionamento livre de falhas desses equipamentos. Particularmente, grandes transformadores de potência imersos em óleo estão entre os ativos mais caros das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. A classificação de potência desses transformadores varia de poucas dezenas de kVA a várias centenas de MVA e, em um sistema de grande porte, o número de tais elementos pode variar entre algumas centenas e dezenas de milhares, de modo que eventuais falhas podem levar a grandes perdas de receita, visto o alto custo de reparo, riscos de explosão e incêndio nas subestações e, possivelmente, a interrupção temporária do serviço (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

As falhas decorrentes em transformadores podem ser catastróficas e quase sempre geram danos internos irreversíveis. Na literatura, as falhas de um transformador podem ser definidas como: (i) qualquer interrupção forçada devido à sua falha no serviço; ou (ii) problemas que requerem reparo em fábrica ou em campo. Ainda nesse contexto, as falhas podem ser classificadas como elétricas, térmicas ou mecânicas. Adicionalmente, também podem ser classificadas, em relação à sua origem, em interna ou externa. São exemplos de falhas de origem interna: a degradação de isolamento, descargas parciais, aumento do teor de umidade, superaquecimento, etc., enquanto, por outro lado, as falhas externas podem ser causadas pela presença de descargas atmosféricas e sobrecarga do sistema.

É inevitável que algumas falhas ocorram e, por essa razão, é necessário monitorar de perto o comportamento da operação dos transformadores. Os programas típicos de manutenção desses equipamentos incluem, dentre outros, testes de avaliação contínua, análises de gases dissolvidos, testes de qualidade de óleo, varredura termográfica e verificação das conexões elétricas. Nesse cenário, é válido mencionar que nas últimas quatro décadas, três diferentes estratégias de monitoramento foram desenvolvidas para a detecção de falhas e definição de diagnósticos (TANG; WU, 2011):

1. Monitoramento baseado na confiabilidade: uma variedade de relés é utilizada para detectar uma falta no sistema e agir de modo a remover o transformador defeituoso da operação. Este tipo de monitoramento apresenta a desvantagem de não prever a falta, mas apenas reconhecer sua ocorrência para não permitir sua propagação.

2. Monitoramento baseado no tempo: vários testes *offlines* são aplicados para detectar possíveis falhas incipientes. Estes tipos de testes são normalmente realizados em relação a um intervalo de tempo regular e apresentam a desvantagem de serem ineficazes em detectar defeitos ocorridos no período entre duas inspeções programadas.
3. Monitoramento baseado nas condições: técnicas avançadas de diagnóstico de falhas são utilizadas para detectar falhas através de dados de tempo real da operação. Nesse caso, os programas de monitoramento fazem uso de informações obtidas *online*, isto é, com o equipamento em serviço, a respeito de detecção de descargas parciais, deformações de isolamento, qualidade do óleo, etc. Pode-se observar que essa estratégia de monitoramento permite obter a maior eficiência operacional do equipamento e uma vida útil ótima dos transformadores, minimizando riscos de falhas prematuras e proporcionando condições de adequar a programação das inspeções em campo.

3.2. Padrão de Falha de um Transformador

A taxa de falha (TF) de um transformador segue um comportamento mostrado na curva da Figura 3-1 que retrata a vida do transformador em três etapas. O primeiro estágio inicia-se com uma elevada TF e, à medida que aumenta o tempo de operação, é visto que essa taxa diminui significativamente. No segundo estágio, verifica-se que a TF possui um comportamento basicamente constante. Finalmente, no terceiro estágio, após os desgastes dos ciclos anteriores, a TF passa a aumentar, em um comportamento inverso à primeira etapa da vida útil. Nessa etapa, normalmente, tanto a resistência mecânica quanto a resistência dielétrica do isolamento já estão bastante enfraquecidas, de modo que o equipamento pode não suportar o estresse de uma falta (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

O comportamento apresentado na Figura 3-1 é o padrão para transformadores. No entanto, em situações atípicas, variações nessas curvas podem ocorrer. Por exemplo, em caso de falhas decorrentes de processos de manufatura, manuseio ou controle é possível o aumento da TF já no primeiro estágio. Nesse contexto, a verificação da TF ao longo da vida útil do transformador é uma ferramenta poderosa para investigações de falhas decorrentes e suas causas.

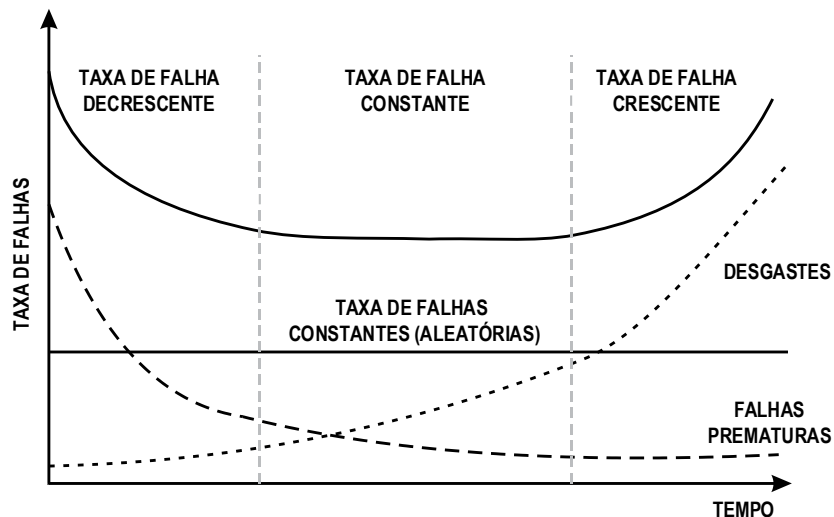


Figura 3-1 – Padrão de falha de um transformador.

Fonte: Adaptado de (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

3.2.1. Decomposição da Taxa de Falha de um Transformador

A decomposição da taxa de falhas em diferentes categorias é mostrada na Figura 3-2 com um exemplo de valores.

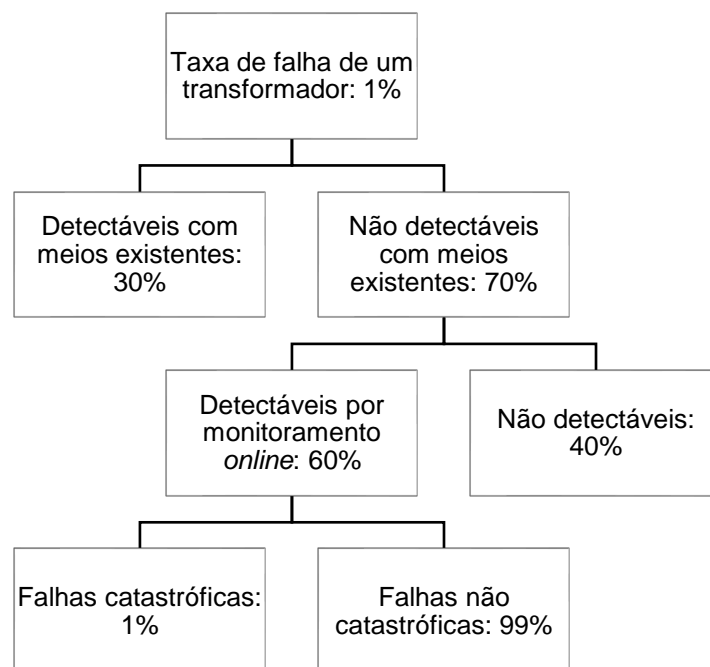


Figura 3-2 – Decomposição da taxa de falha de um transformador.

Fonte: Adaptado de (IEEE Std. C57.143, 2012).

Uma falha grave consiste em um evento que leva à remoção da unidade ou a uma intervenção em campo. De acordo com a norma IEEE Std. C57.143 (IEEE, 2012), as taxas de falha típicas ficam entre 0,5% para equipamentos muito confiáveis e 3%

para os muito problemáticos. Dessa forma, considerando todos os cenários é estabelecido um valor de 1% como sendo a taxa de falha de um transformador.

Algumas dessas falhas são detectáveis com os meios existentes, tais como relés de acumulação de gás e indicadores de temperatura do óleo, de modo que, dentro do percentual de falhas, a proporção daquelas que podem ser detectadas por esses meios é estimada em 30%. Nessa categorização de falhas, se incluem aquelas que são instantâneas por natureza como, por exemplo, uma quebra de isolamento após um surto de descarga atmosférica ou curto-circuito grave.

Os 70% restantes das falhas que ocorrem são categorizados como falhas não detectáveis pelos meios existentes e, portanto, devem ser identificadas através de um sistema de monitoramento. A eficiência da detecção varia de acordo com o tipo de sistema de monitoramento implantado que, em média, é estimada em 60%, segundo a norma mencionada. Dentro desse percentual das falhas detectadas através de sistemas de monitoramento, existem dois tipos: as não catastróficas, que correspondem a 99% dessa proporção, e as catastróficas, que são mais graves e correspondem a 1%.

É útil distinguir esses dois modos de falha, já que as consequências econômicas são bem diferentes. As falhas não catastróficas são, de modo geral, as principais falhas que ocorrem no tanque do transformador. Por outro lado, as falhas catastróficas são aquelas que causam incêndio e/ou ruptura do tanque com provável dano aos equipamentos periféricos.

3.3. Monitoramento e Diagnóstico

O termo “monitoramento” abrange a medição de parâmetros básicos relacionados à operação do transformador. No monitoramento, é realizada a integração e a coleta de dados de sensores para detectar evidências de falhas e, se for o caso, emitir alertas de que alguma grandeza do transformador está em nível anormal.

Por outro lado, o termo “diagnóstico” indica a incorporação de tecnologias avançadas de análises que são capazes de realizar uma avaliação confiável da condição do equipamento e de sugerir ações a serem tomadas. A tarefa básica de um sistema de diagnóstico é pegar os dados e transformá-los úteis às ações a serem tomadas. No diagnóstico, as técnicas de processamento de sinais desempenham um papel imprescindível. Em transformadores de potência, os diagnósticos são aplicados com os seguintes objetivos: *(i)* identificar o aumento de desgaste; *(ii)* identificar os motivos do desgaste; e *(iii)* identificar, se possível, ações corretivas necessárias.

As funcionalidades preferenciais dos sistemas monitoramento e diagnóstico estão mostradas na Figura 3-3. Chakravorti, Dey e Chatterjee (2013) destacam que é difícil ter todos os recursos mostrados em um único sistema, mas se dois ou mais recursos forem combinados, ele oferecerá o resultado desejado na maioria dos casos.

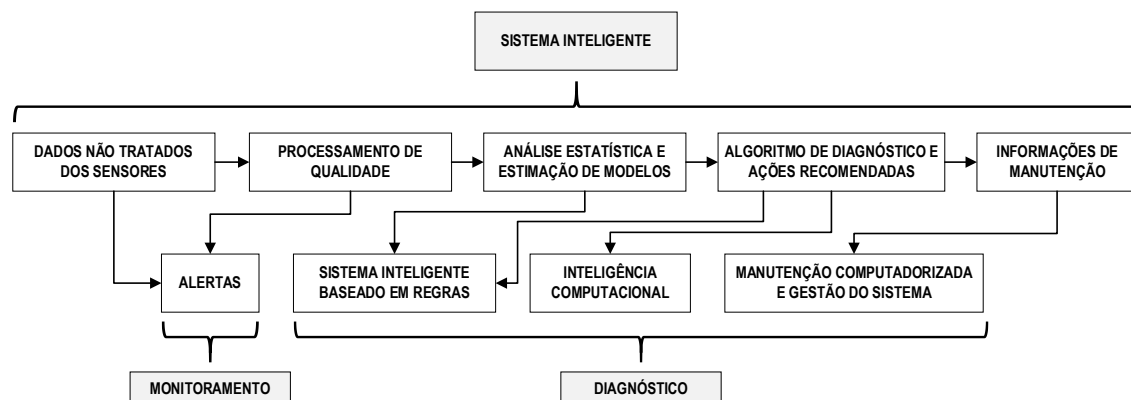


Figura 3-3 – Funcionalidades do monitoramento e do diagnóstico.

Fonte: Adaptado de (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

3.4. Técnicas de Monitoramento e Diagnóstico em Sistemas de Isolamento de Transformadores de Potência

Não há equipamento elétrico que não dependa do isolamento, de uma forma ou de outra, para manter o fluxo de corrente elétrica nos circuitos desejados sem a ocorrência de arcos, normalmente causados pelo rompimento dielétrico entre dois eletrodos (NAIDU; KAMARAJU, 1995). Por essa razão, em tais equipamentos, principalmente os de grande porte, é necessário garantir a integridade do isolamento para, dentre outros motivos, reduzir os custos de manutenção, aumentar a confiabilidade do sistema elétrico e prolongar a vida útil.

Para o caso de transformadores, que constituem um dos equipamentos mais sensíveis às condições dielétricas, pode-se citar que os principais propulsores de defeitos no isolamento são os que seguem (SOKOLOV; BERLER; RASHKES, 1999):

- Umidade no isolamento de celulose: de modo geral, esse defeito é inerente aos transformadores com sistema de “respiração” do tanque conservador aberto ou com vedação insuficiente. Nesse caso, a distribuição da umidade ao longo da vida útil do transformador é mantida de maneira não uniforme em diferentes partes do equipamento.
- Contaminação de óleo: normalmente ocorre em razão do envelhecimento do óleo ou devido à penetração de água e partículas no isolamento. A maioria dos

problemas causados por esse defeito ocorre normalmente entre os enrolamentos de AT e a superfície do tanque.

- Contaminação da superfície de isolamento: devido à adsorção de produtos do envelhecimento do óleo sobre uma superfície de celulose ou depósitos de partículas condutoras e produtos de envelhecimento insolúveis. A contaminação da superfície pode causar uma distorção do campo elétrico e, conseqüentemente, uma queda da suportabilidade a estresses elétricos.
- Descargas parciais: a ocorrência de DPs é impulsionada por pontos de isolamento enfraquecidos que geram pequenas cavidades, preenchidas por gases, dentro o material dielétrico. Dessa forma, quando tais cavidades são submetidas a campos elétricos intensos dá-se origem a pequenas descargas internas que, por não se estenderem entre dois eletrodos, são ditas parciais.

Quando os defeitos supracitados ocorrem isoladamente ou combinados, vários cenários de falhas são possíveis. Por exemplo, baseado na análise de dados históricos, Sokolov, Berler e Rashkes (1999) destacam os seguintes:

- Contaminação crítica do óleo (tipicamente presença de água) + mudança rápida de temperatura → ocorrência de DPs → colapso.
- Contaminação da superfície + água + mudança rápida de temperatura → ocorrência de DPs → *flashover*.
- Contaminação de partículas + surto de comutação → ocorrência de DPs → colapso.
- Água + contaminação de partículas (ou bolhas presentes no óleo) → ocorrência de DPs → descarga de rastejamento → colapso.
- Contaminação da superfície + impulso de descarga atmosférica + descarga de superfície → *flashover*.
- Distorção da geometria do enrolamento → aparência de DPs → descarga de rastejamento → colapso.

Nesse contexto, vale mencionar que existem várias formas de diagnosticar defeitos no sistema de isolamento de um transformador, dentre as quais pode-se mencionar:

- Detecção de descargas parciais;
- Detecção de desgastes através de métodos químicos;
- Detecção de alterações nas características dos dielétricos;
- Detecção de distorção dos enrolamentos.

3.4.1. Detecção de Descargas Parciais

Descargas parciais podem ocorrer em sólidos, líquidos e gases sem causar imediatamente uma tensão de ruptura no isolamento. No entanto, a atividade contínua das DPs acabará causando falhas na maioria dos equipamentos sujeitos a esse fenômeno, possivelmente em questão de anos. Por essa razão, a ocorrência de DPs é amplamente considerada um dos melhores indicadores das condições de um ativo, visto que sua detecção fornece um aviso prévio de possíveis falhas.

Em geral, a avaliação das condições de transformadores de potência através da medição de DPs seguem as etapas (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013):

- Detecção da presença de descargas parciais;
- Processamento de sinais e análise de dados para identificação do defeito, que podem ser realizados encontrando a localização do defeito no isolamento e comparando seu padrão com outros defeitos conhecidos de um banco de dados;
- Avaliação de risco para uma falha de isolamento do transformador.

Existem vários métodos de detecção de DPs: elétrico, por ondas de ultra alta frequência (UHF, da sigla do inglês), acústico, óptico ou químico. O método elétrico convencional integra o efeito dos pulsos de DPs no domínio do tempo, de acordo com a IEC 60270 (IEC, 2010). A detecção de DPs através da medição de ondas de ultra alta frequência é feita por sensores capacitivos ou indutivos na faixa de frequência de 300 MHz a 3 GHz. No método de sinais acústicos são utilizados sensores para detectar as ondas acústicas no espectro de frequência de 10 Hz até 300 kHz que são geradas como resultado da ocorrência de DPs. Os sensores acústicos de DPs podem ser sensores piezoelétricos ou optoacústicos. Já na detecção óptica, a localização da DPs é possível através da amplificação de luz de baixa intensidade. Por fim, no método químico, a medição de DPs é realizada por meio de sensores de gases dissolvidos em óleo.

Uma vez que as DPs são detectadas, a análise de sinais deve ser tomada pelos métodos de processamento de sinais nos domínios do tempo e/ou da frequência, onde destacam-se importantes ferramentas como, por exemplo, filtros digitais e transformadas de Fourier ou Wavelet.

O Capítulo 4 descreve com maiores detalhes os métodos de detecção de DPs.

3.4.2. Métodos Químicos para Avaliação de Condição de Isolamento

Transformadores de potência são, de modo geral, preenchidos com óleo que, além de funcionar como um meio dielétrico, atua como um agente de transferência de

calor. É válido notar que, durante operações normais, há uma lenta degradação nos sistemas de isolamento do transformador e, conseqüentemente, certos gases, produtos de tal degradação, são dissolvidos no óleo sem prejudicar demasiadamente as propriedades desse fluido. No entanto, quando há uma falha elétrica grave, os gases são gerados a uma taxa bastante elevada.

Assim, os métodos químicos podem ser amplamente utilizados para avaliar o estado geral de um transformador. Testes químicos tradicionais são utilizados para detectar a presença de umidade, sedimentos e partículas contaminantes no óleo. Nesse âmbito, existem várias técnicas aplicáveis, com destaque para aquelas baseadas na Análise de Gás Dissolvido (DGA, da sigla do inglês). Isso porque tem sido relatado na literatura que falhas como as que geram a ocorrência de descargas parciais, superaquecimento e arco em isolamento de transformadores podem ser detectadas e distinguidas através da identificação de alguns conjuntos de gases chaves e suas respectivas concentrações.

Alguns métodos de DGA, voltados à identificação de DPs são abordados na seção 4.4.5.

3.4.3. Detecção de Alterações nas Características dos Dielétricos

As técnicas de detecção de alterações nos dielétricos podem se dar por meio de medições do deslocamento de cargas negativas que ocorrem dentro desses materiais quando um campo elétrico é submetido. Entre as técnicas para medição do comportamento dos dielétricos, destacam-se: (i) medição da corrente de polarização e despolarização (PDC, da sigla do inglês); (ii) Medição de Tensão de Recuperação (RV, da sigla do inglês); e (iii) Espectroscopia no Domínio da Frequência (FDS, da sigla do inglês).

Na medição da PDC, um degrau de tensão de magnitude constante, livre de ondulações, é aplicado ao objeto de teste, por um longo período de tempo (por exemplo, 10000 s), para obter a corrente de polarização através do objeto de teste até que o nível dessa corrente fique estável ou muito baixo. Posteriormente, o objeto de teste é curto-circuitado por um longo período de tempo para que a corrente de despolarização seja medida.

Conforme relatado em (FRIMPONG; GAFVERT; FUHR, 1997), as partes iniciais das correntes de polarização e de despolarização são fortemente influenciadas pela maior mobilidade dos portadores de carga no óleo isolante e, portanto, são sensíveis às condições do óleo do transformador. Por sua vez, a parte estável em períodos mais

longos de medição da corrente de polarização é relacionada ao isolamento de papel, o que implica que essa parte da medição é um bom indicador das condições de isolamento sólido. Assim, a medição da PDC permite avaliar as condições de isolamento de papel e óleo separadamente.

Na medição da RV, o objeto de teste é submetido a uma tensão CC em degrau por um determinado período e, depois, é curto-circuitado por um período relativamente menor. Em seguida, o objeto sob teste é colocado em circuito aberto. Devido aos processos incompletos de despolarização, as cargas presentes começam a carregar a capacitância geométrica na condição de circuito aberto, fazendo surgir uma tensão nos terminais, conhecida como tensão de recuperação. Das medições realizadas, uma análise sobre a inclinação temporal da tensão de retorno é conduzida para avaliar a uniformidade do envelhecimento do isolamento e da distribuição de umidade (SAHA, 2003).

Na FDS, diferentemente das medições da PDC e da RV, é feito o uso de sinais CA para análise no domínio da frequência. Nesse teste, a magnitude e a fase da corrente que flui no sistema de isolamento do transformador, devido a tensão de excitação senoidal, são medidas em diferentes frequências ao longo de uma ampla faixa do espectro, tipicamente de 1 mHz a 1 kHz, ou superior. Assim, a partir dessas medições, o fator de dissipação dielétrica, bem como a capacitância e a permissividade do isolamento, pode ser determinado em função da frequência para posteriores análises (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

3.4.4. Detecção de Distorção dos Enrolamentos

Os eventos que surgem durante a vida útil dos transformadores podem causar distorção e enfraquecimento de seus enrolamentos que, por sua vez, podem ser capazes de causar grandes falhas na operação. Entre as várias técnicas aplicadas ao monitoramento de condições de transformadores de potência, a Análise de Resposta em Frequência (FRA, da sigla do inglês) é a mais adequada para análise da distorção dos enrolamentos. A FRA é um método de caracterização de vários equipamentos que tem sido utilizado com sucesso na detecção de falhas mecânicas de enrolamentos, núcleo e estrutura de fixação não só em fábrica, mas também em aplicações de campo (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

De modo geral, a medição de dados da FRA pode incluir as seguintes técnicas: Análise de Resposta em Frequência de Varredura (SFRA, da sigla do inglês) e Análise de Resposta em Frequência de Impulso (IFRA, da sigla do inglês). Em ambas as técnicas, uma tensão de excitação é aplicada a um enrolamento enquanto a resposta é

medida em outro. A diferença básica entre elas é que na SFRA a resposta em frequência é obtida em toda as faixas de frequências com tensão de excitação senoidal, enquanto, por outro lado, na IFRA a resposta é obtida com uma tensão de excitação de impulso.

Na FRA, os parâmetros, no domínio do tempo, tais como impedâncias de curto-circuito e circuito aberto dos enrolamentos, impedância de transferência, dentre outros, são medidos e, como os parâmetros capacitivos e indutivos dos enrolamentos são sensíveis às deformações mecânicas, tais deformações causam desvios no espectro que, por sua vez, podem ser mensurados por técnicas apropriadas.

Vale ressaltar que as medidas de FRA são sensíveis ao desgaste da isolação, *layout* das ligações, magnetização do núcleo, contaminação da isolação, além da própria temperatura do enrolamento do transformador e do teor de umidade do papel do isolamento (REYKHERDT; DAVYDOV, 2011). Portanto, uma condição importante na condução da FRA é garantir que as medições estejam livres de quaisquer influências externas.

3.5. Componentes, Falhas e Técnicas de Monitoramento em Transformadores de Potência

As evidências de falhas em transformadores podem ser percebidas em diversos componentes, tais como buchas e óleo isolante, através das técnicas de monitoramento já mencionadas. Nesse sentido, a Tabela 3-1, adaptada da norma IEEE Std. C57.143 (IEEE, 2012), lista os principais componentes do transformador, juntamente com seus mecanismos de falha associados e os parâmetros que podem ser monitorados *online* para detectar as anormalidades.

Tabela 3-1 – Falhas típicas em transformadores e possíveis técnicas de monitoramento.

Fonte: Adaptado de (IEEE Std. C57.143, 2012).

Componente		Fenômeno que Leva à Falha	Técnicas de Monitoramento
Circuito Magnético	Núcleo	Superaquecimento das lâminas e/ou juntas do núcleo	Análise de temperatura; Medição de DPs Análise de gases
	Condutor de aterramento; Sistema de Escudo magnético	Perda do aterramento do núcleo; Descargas	Análise de gases; Medição de DPs
Isolamento das bobinas		Sobreaquecimento Geral	Monitoramento térmico; Análise de gases
		Sobreaquecimento Local	Análise de gases
		Umidade excessiva	Análise de umidade
		Bolhas	Monitoramento térmico; Análise de gases; Análise de umidade
		Sobrecarga do transformador	Análise de umidade; Monitoramento térmico
		Descarga Parcial	Medição de DPs; Análise de gases
Isolamento líquido		Contaminação por umidade	Análise de umidade
		Arco	Análise de gases
		Descarga Parcial	Análise de gases; Medição de DPs
Sistema de refrigeração	Ventoinha e bomba	Falhas elétricas das bombas ou ventoinha	Monitoramento térmico; Análise de gases
	Controles de resfriamento	Falha ou imprecisão de sensores de temperatura; Bombas e ventoinha operando reversamente	Monitoramento térmico
	Radiadores e refrigeradores	Bloqueio interno ou externo dos radiadores resultando em problemas na troca de calor	Monitoramento térmico
Tanque principal	Juntas e costuras de solda	Queda do nível de óleo, expondo os enrolamentos; Contaminação por umidade	Nível de Óleo; Nível de Nitrogênio consumido; Análise de umidade
Buchas	Óleo	Umidade; Contaminação; Degradação térmica	Medição do fator de potência e de dissipação
	Superfície Interna de Porcelana	Envelhecimento; Depósitos se instalando em porcelana inferior	Mudança do fator de potência da capacitância
	Tap	Tap não aterrado; Eletrodos em curto	Medição da capacitância
	Superfície Externa de Porcelana	Contaminação; Descarga superficial	Medição do fator de potência
	Condutor	Conexões soltas; Correntes circulantes na cabeça Rachaduras no condutor	Medição do fator de potência

Na Figura 3-4, a seguir, é apresentada uma árvore de falhas de um transformador de potência de acordo com a tabela anterior.

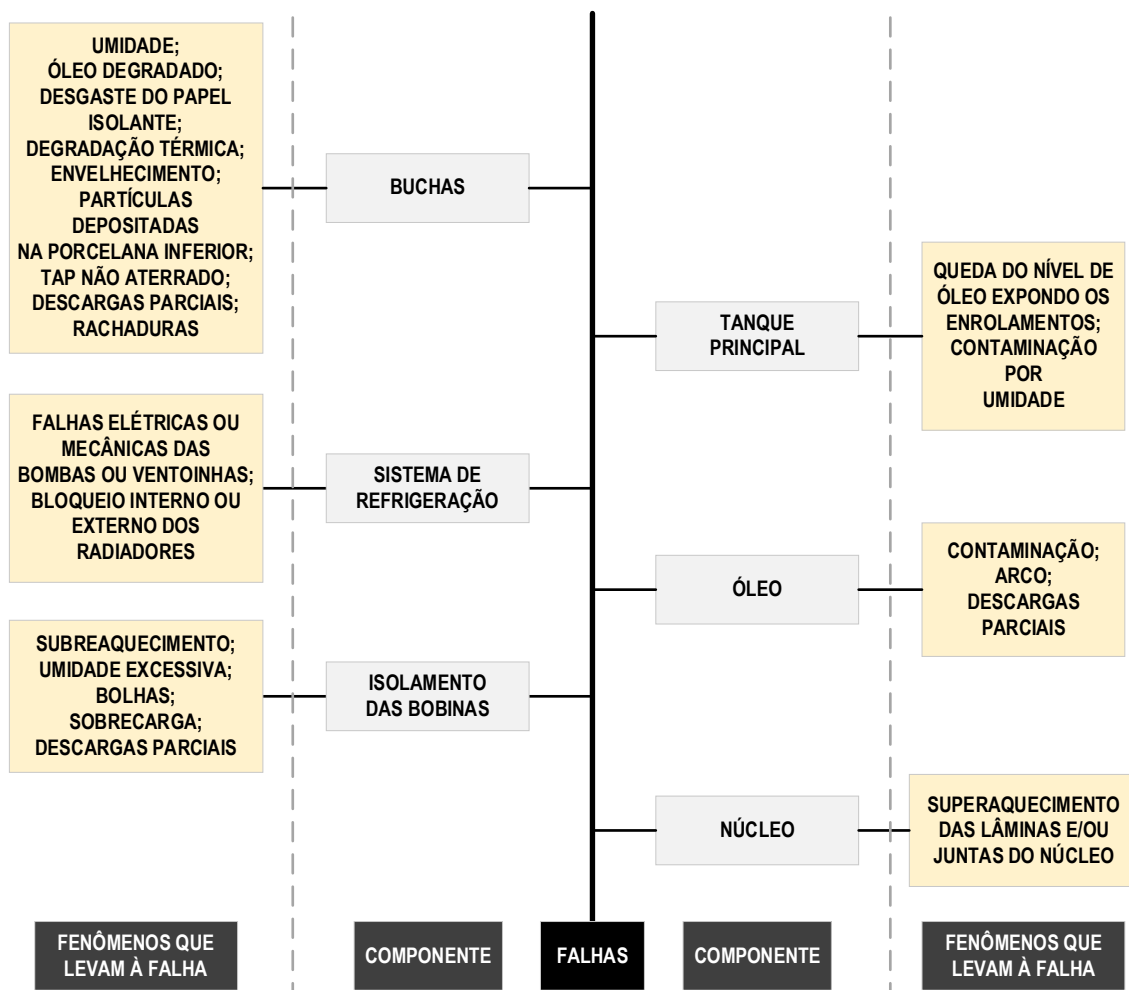


Figura 3-4 – Árvore de falhas de um transformador de potência.

Dentre as falhas destacadas na Figura 3-4, aquelas relacionadas às DPs, foco deste trabalho, podem ser identificadas pelos métodos descritos no Capítulo 4.

Capítulo

4. Descargas Parciais

4.1. Definição e Classificação de Descargas Parciais

De acordo com a IEC 60270 (IEC, 2010), uma DP é o fenômeno que consiste em uma descarga elétrica localizada que atravessa um meio isolante entre dois eletrodos, podendo ou não ocorrer próximo a esses. Essas descargas, que ocorrem devido à diferença de potencial proporcionada por um campo elétrico atuante, têm duração geralmente inferior $1 \mu\text{s}$ e são acompanhadas de emissão de som, luz, calor e reações químicas (BRUNINI, 2017). Embora a ocorrência de DPs seja, a princípio, inócua, elas estão relacionadas às condições do sistema de isolamento e fornecem indicativos de que algum problema está por decorrer, o que pode resultar em falhas graves (AZEVEDO, 2009).

De forma geral, uma DP pode ser classificada, quanto à sua origem, nos seguintes tipos (WADHWA, 2006):

- Descargas superficiais: ocorrem em gases ou líquidos na superfície de um material dielétrico, partindo do eletrodo para a superfície. Esse tipo de descarga tem início, geralmente, quando a componente tangencial do campo elétrico na superfície ultrapassa o limiar de isolação. As descargas superficiais podem ser suficientes para causar o fenômeno de trilhamento, o que leva à ruptura de um material.
- Descargas externas: ocorrem em ar ambiente sobre eletrodos do tipo ponta. Esse tipo de descarga é comumente referido como corona e é caracterizado pela ionização de gases próximos ao eletrodo energizado, formando um canal de condução imperfeito, no qual não há energia suficiente para que o arco elétrico se estabeleça por completo até o eletrodo de baixa tensão ou terra. As descargas externas podem provocar processos químicos prejudiciais e irreversíveis ao isolamento, principalmente quando há a formação de ozônio, que pode causar fissuras em isolações poliméricas, e óxidos de nitrogênio que, em conjunto com vapor d'água, pode corroer metais e causar trilhamento em materiais.
- Descargas internas: constituem um processo de descarga elétrica que ocorre dentro de um sistema fechado, normalmente dentro de pequenas cavidades preenchidas por gases ou arborescências, que representam um estágio mais avançado de degradação do material. Essas descargas são as mais problemáticas e, por isso, são frequentemente objetos de monitoramento.

A Figura 4-1 ilustra os tipos de descargas parciais descritas.

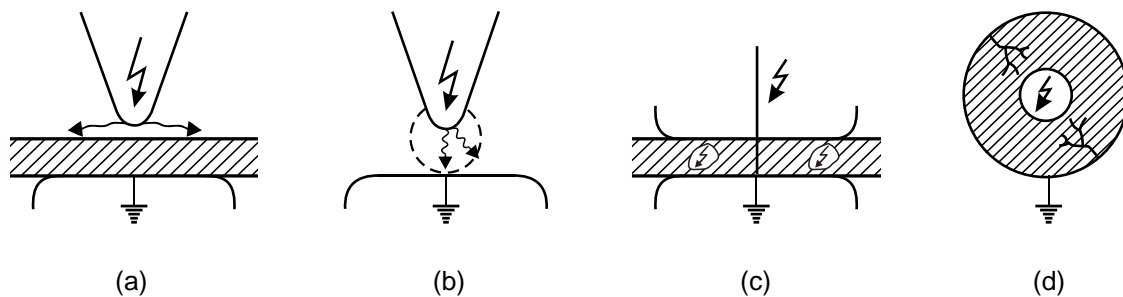


Figura 4-1 – Tipos de descargas parciais. (a) Superficial; (b) Externa; (c) Interna (cavidades preenchidas por gases); (d) Interna (cavidade e arborescências).

Fonte: (WADHWA, 2006).

A importância de descargas parciais na vida útil do isolamento é reconhecida há muito tempo. Todo evento de descarga causa uma deterioração do isolamento devido ao impacto do deslocamento acelerado de elétrons que causa transformações físico-químicas de diferentes tipos. O nível de deterioração, no entanto, depende de fatores como o tipo do material dielétrico e a quantidade de eventos de DPs em determinado intervalo que, por sua vez, se relaciona fortemente ao nível de tensão alternada aplicada. Destaca-se que ainda é objetivo de muitas investigações relacionar a descarga parcial com a vida útil de certos materiais. No entanto, definir essa relação quantitativamente é uma tarefa difícil (KUFFEL; ZAENGL; KUFFEL, 2000).

4.2. Mecanismos de Estresse no Isolamento Ativados por Descargas Parciais

Devido às descargas parciais, os transformadores ficam submetidos a uma série de estresses que, individualmente ou combinados, são responsáveis pela degradação do isolamento. Tais estresses podem ser classificados como segue (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013):

- Estresses elétricos: as cargas elétricas que são produtos das DPs podem atuar aumentando a concentração de campo elétrico local;
- Estresses térmicos: a energia liberada pelas DPs atua elevando a temperatura local que, por sua vez, pode desencadear a estruturação de novas ligações químicas;
- Estresses de impacto de partículas: (i) as partículas provenientes das DPs podem atingir a superfície do sistema de isolamento com considerável

velocidade causando a degradação da superfície; (ii) ligações químicas podem ser rompidas ou alteradas devido ao ganho de energia das partículas;

- Estresses Químicos: as alterações na estrutura química são causadas pelos estresses térmicos e mecânicos ou devido ao início de reações exotérmicas que podem causar danos ao isolamento sólido;
- Estresses Mecânicos: (i) as cargas liberadas pelas descargas parciais podem interagir com o campo elétrico ocasionando vibrações mecânicas; (ii) a atração e repulsão entre cargas presas podem causar danos mecânicos locais.

4.3. Modelos de uma Descarga Parcial

4.3.1. Modelo a-b-c

No modelo a-b-c, as descargas parciais se desenvolvem dentro de um dielétrico por meio de pequenas cavidades preenchidas por gases que possuem uma rigidez dielétrica bastante inferior à do material isolante no qual estão encarceradas (MARTINEZ; NETO; SALLES, 2012). Tais cavidades são, geralmente, originadas pelos seguintes fatores: (i) falhas no projeto que propiciam a formação de elevados gradientes de tensão; (ii) transporte e instalação inadequados; (iii) contaminação no dielétrico; e (iv) desgaste natural do isolamento (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

A existência de cavidades no isolamento faz com que os gases presentes se ionizem quando o material é submetido a um campo elétrico, provocando os pulsos de alta frequência típicos de uma DP. Diante desse processo, tem-se, portanto, o modelo elétrico representativo da formação de uma descarga parcial conforme ilustra a Figura 4-2.

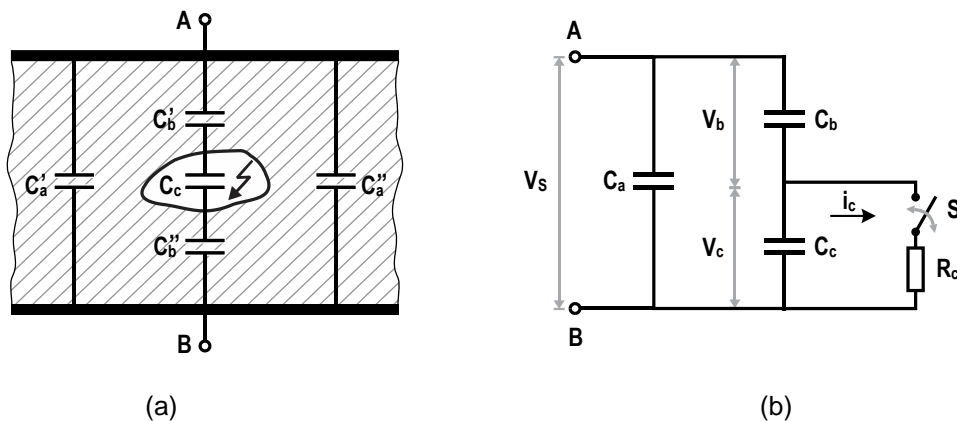


Figura 4-2 – Modelo a-b-c para ocorrência de uma DP.

Fonte: Adaptado de (KUFFEL; ZAENGL; KUFFEL, 2000).

Devido à geometria do material e às próprias características dos dielétricos, várias capacitâncias são formadas como mostrado na Figura 4-2(a). Dessa forma, têm-se as capacitâncias C'_b e C''_b , estabelecidas entre o eletrodo A e a cavidade e entre a cavidade e o eletrodo B, respectivamente. Da mesma forma, tem-se as capacitâncias C'_a e C''_a que representam as porções “saudáveis” do dielétrico. A cavidade, por sua vez, é representada pela capacitância C_c . Dado esse modelo do material dielétrico, é possível, então, desenvolver o circuito elétrico equivalente de acordo com a Figura 4-2(b), onde:

$$C_a = C'_a + C''_a \quad (4.1)$$

$$C_b = \frac{C'_b C''_b}{C'_b + C''_b} \quad (4.2)$$

$$C_a \gg C_b \gg C_c \quad (4.3)$$

Para a aplicação de uma tensão alternada V_s no circuito da Figura 4-2(b), têm-se as curvas mostradas na Figura 4-3. Dessa forma, pode-se verificar que no semiciclo positivo da tensão, esta começa a subir, carregando todos os capacitores do circuito até atingir um nível para o qual a rigidez dielétrica da cavidade é superada (U_+), provocando uma descarga na cavidade. Neste momento, a tensão sobre C_c (V_c) é descarregada através do centelhador sobre a resistência R_c , até um valor V_+ , que corresponde à tensão de extinção do arco (descarga) que se forma no centelhador. Durante esse processo pode-se observar, portanto, a geração dos pulsos de corrente. Uma vez que V_c atinge o nível V_+ , essa tensão volta, imediatamente, a se elevar até a ocorrência de uma nova ruptura (descarga). Este processo se repete até que a tensão aplicada sobre o isolamento atinja seu valor máximo e se desenvolva de maneira semelhante para os semiciclos negativos (MARTINEZ; NETO; SALLES, 2012).

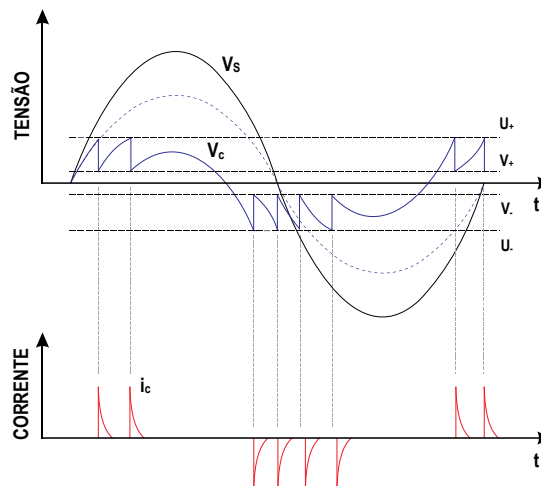


Figura 4-3 – Tensão e corrente em um isolamento com cavidades internas.

Fonte: Adaptado de (MARTINEZ; NETO; SALLES, 2012).

4.3.2. Modelo por Aproximação de Campo

O modelo por aproximação de campo, embora qualitativo, é útil para uma representação mais real dos fenômenos associados a uma descarga parcial (BOGGS, 1990; EDIN, 2001). Assim como na abordagem anterior (modelo a-b-c), o presente modelo considera a existência de uma cavidade dentro de um material dielétrico, conforme esquematizado na Figura 4-4. Nesse caso, porém, tal cavidade é esférica, de modo que o campo elétrico no interior da mesma seja aproximadamente uniforme.

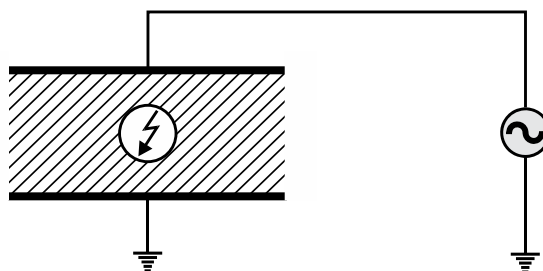


Figura 4-4 – Modelo por aproximação de Campo.

Fonte: Adaptado de (GUTNIK, 2014).

Quando uma tensão CA é aplicada ao dielétrico, o gás interno à cavidade sofre um processo de ionização, gerando um acúmulo de cargas que tendem a se deslocar em direção às paredes de tal cavidade, onde são depositadas. Dessa forma, o campo local passa a ser dado pela superposição do campo devido à tensão aplicada e do novo campo gerado pelas cargas deslocadas. Uma vez que isso ocorre, as próximas descargas serão impulsionadas pelo campo total presente na cavidade. Esse aspecto, particularmente, compreende uma peculiaridade do modelo em questão porque pode fazer com que uma descarga ocorra mesmo que a tensão sobre o dielétrico seja nula, o que é viável quando as cargas depositadas sobre a superfície da cavidade fazem com que o campo elétrico interno seja suficientemente elevado (GUTNIK, 2014; BOGGS, 1990; EDIN, 2001).

4.4. Medição de Descargas Parciais

A ocorrência de descargas parciais em equipamentos elétricos foi reconhecida pelos pesquisadores no início do século XX. Nessa época, porém, não havia métodos de medição disponíveis e a presença de DPs era geralmente detectada quando seus efeitos visuais ou sonoros eram elevados o suficiente para serem identificados por um observador (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013). A partir da década de 1920, grandes avanços começaram a surgir quanto à detecção de DPs, a começar pelo desenvolvimento da Ponte de Schering, a partir da qual foi possível identificar a

influência das descargas parciais sobre o fator de dissipação de buchas. Em 1927, Lloyd e Starr (1927) relataram suas observações a respeito da ocorrência de DPs sobre o plano terra usando, pela primeira vez, um osciloscópio. Posteriormente, circuitos adequados para a detecção de descargas em equipamentos de alta tensão foram desenvolvidos. Por exemplo, em 1933, Tykociner *et al.* (1933) apresentaram um esquema de medição para transformadores; sete anos depois, Quinn (1940) e Paine e Brown (1940) fizeram o mesmo para cabos de potência e buchas, respectivamente.

Os primeiros sistemas de detecção de DP foram baseados na medição de sinais elétricos e empregaram instrumentação analógica. O objetivo era medir as tensões iniciais e de extinção da descarga com os padrões de pulso das DPs exibidas em uma base de tempo e frequência. Nos anos 1990, foram introduzidos circuitos digitais de resposta rápida para medição de DPs. Desde então, o uso de técnicas digitais na aquisição de dados relacionados vem crescendo acentuadamente (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013). A variedade de circuitos digitais, disponíveis e em uso para medições de DP, resultou na publicação de um artigo pelo Comitê de Técnicas Digitais de Medição do IEEE, em 1992 (WARD, 1992), e um artigo com discussões de especialistas em medição de DPs, em 1995 (OSVATH *et al.*, 1995).

Atualmente, diante do desenvolvimento dos instrumentos de medição e aquisição e da variedade dos efeitos associados a uma descarga, é possível o uso de diferentes técnicas para medir DPs em isolamento. Nesse contexto, são mostrados na Figura 4-5 os principais métodos de medição de acordo com os efeitos físicos causados por esse fenômeno.

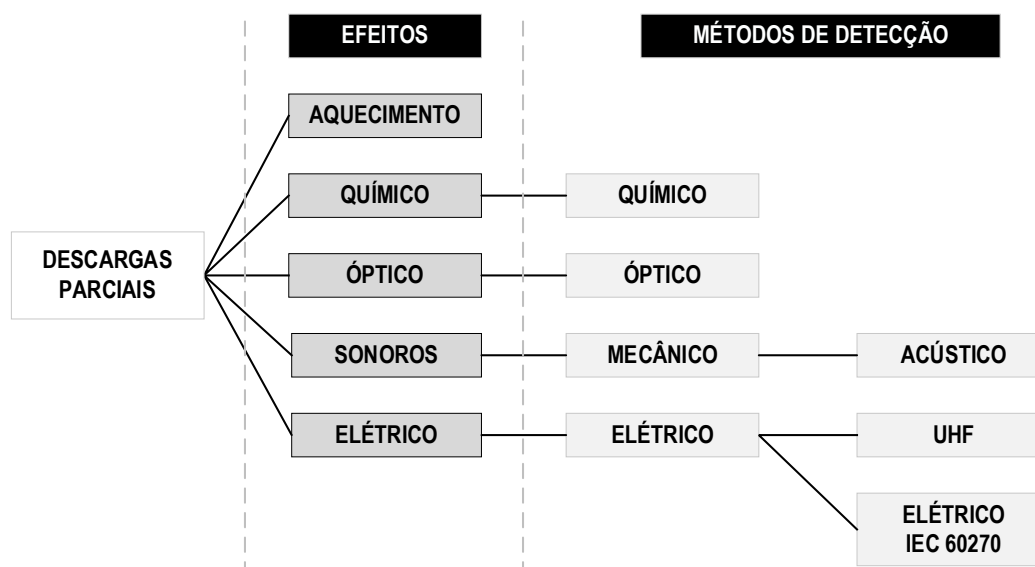


Figura 4-5 – Efeitos físicos das DPs e métodos de detecção.

Fonte: Adaptado de (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

Nas seções que seguem são descritos com maiores detalhes o funcionamento dos métodos mencionados na Figura 4-5.

4.4.1. Método Elétrico – IEC 60270

O método elétrico se baseia na identificação de pulsos elétricos decorrentes da atividade de descargas parciais, que são detectados diretamente nos terminais do objeto sob teste por meio de circuitos específicos. De acordo com a norma IEC 60270 (IEC, 2010), o método em questão é capaz de identificar os pulsos de DPs por meio da queda de tensão produzida sobre uma impedância de medição. Os princípios de funcionamento do método elétrico podem ser explorados por meio de três diferentes circuitos básicos de ensaio.

Na Figura 4-6, um objeto sob teste, cuja capacitância equivalente é denotada por C_a , é conectado em paralelo com um capacitor de acoplamento C_k que, por sua vez, está ligado em série com uma impedância de medição Z_m . Nesse esquema, C_k tem a função de prover um caminho de baixa impedância para que os sinais de alta frequência de descargas parciais possam chegar à impedância de medição e, assim, serem medidos no instrumento de medição, M_i , em função da queda de tensão. Nesse circuito, vale notar ainda a impedância Z_n , que consiste em um filtro para barrar os sinais de alta frequência, provenientes da fonte de ensaio, que podem interferir na medição (LEMKE, 2008).

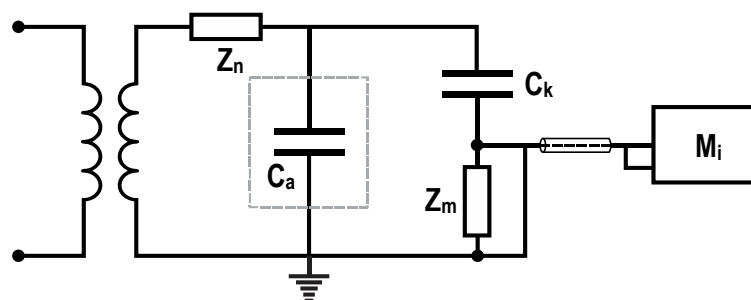


Figura 4-6 – Circuito básico para medição de DPs: impedância de medição em série com capacitor de acoplamento.

Fonte: Adaptado de (LEMKE, 2008).

No circuito da Figura 4-7, a impedância Z_m é conectada em série com a saída para a terra do objeto sob teste, como forma de aumentar a sensibilidade da medição (GUTNIK, 2014). Uma peculiaridade deste circuito é que ele requer uma interrupção da conexão de aterramento do objeto sob teste, o que confere uma certa limitação quanto à sua aplicação. Além disso, vale mencionar que, como a corrente que flui através do

objeto sob teste passa por Z_m , é necessário fornecê-la com maior capacidade de potência.

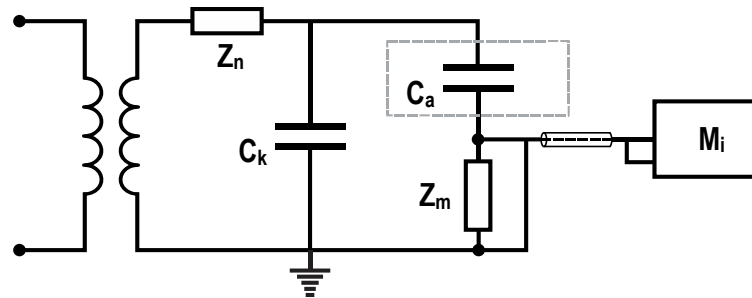


Figura 4-7 – Circuito básico para medição de DPs: impedância de medição em série com objeto sob teste.

Fonte: Adaptado de (LEMKE, 2008).

No circuito da Figura 4-8, a medição é realizada por um meio de uma ponte equilibrada para maior imunidade a ruídos eletromagnéticos externos que perturbam as medições de DPs. Nesse esquema, pode-se notar que os braços de referência (C_{a1} , Z_{m1}) e (C_{a2} , Z_{m2}) têm configuração similar ao circuito da Figura 4-7 e o capacitor de acoplamento não é utilizado. Porém, nesse caso especificamente, existe a necessidade de ajustar as impedâncias Z_{m1} e Z_{m2} para garantir o perfeito equilíbrio da ponte e, assim garantir a precisão do ensaio (LEMKE, 2008), fato que, dependendo da aplicação, pode ser um fator limitante.

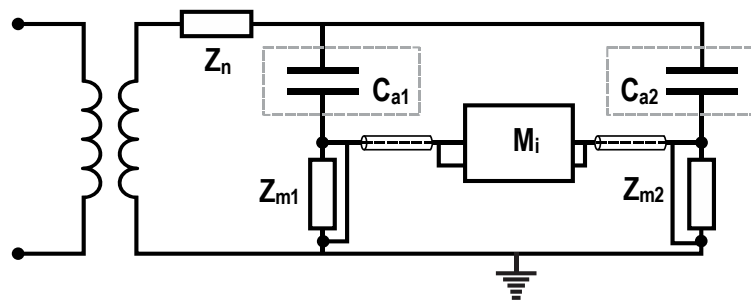


Figura 4-8 – Circuito básico para medição de DPs: ponte balanceada.

Fonte: Adaptado de (LEMKE, 2008).

Dentre as configurações acima, aquela mostrada na Figura 4-6 é a mais amplamente utilizada. Entretanto, a escolha do circuito de medição a ser empregado deve ser pautada, principalmente, em função das características do próprio objeto de ensaio. Por exemplo, para equipamentos de elevada capacitância, o circuito da Figura 4-8 é mais adequado. Já no caso de transformadores de potência, é interessante observar que, dado o caráter altamente indutivo e a complexidade de acesso ao circuito

interno, algumas adaptações no circuito básico da Figura 4-6 são aplicadas para viabilizar a detecção e o monitoramento de DPs em tais equipamentos (GUTNIK, 2008).

Nesse contexto, tanto a norma IEC 60270 (IEC, 2010) quanto a IEEE Std. C57.113 (IEEE, 2010) propõem que a medição de DPs em grandes transformadores seja realizada conforme mostra a Figura 4-9. Nesse esquema, o instrumento de medição M_i se conecta ao dispositivo de acoplamento D_c por meio do cabo M_c . No interior de D_c é localizada uma impedância de medição Z_m que se conecta ao *tap* capacitivo da bucha condensiva do transformador. Essa impedância destina-se à conversão de pulsos de DPs em pulsos de tensão e pode ser composta por um resistor combinado com um indutor, ou mesmo um capacitor.

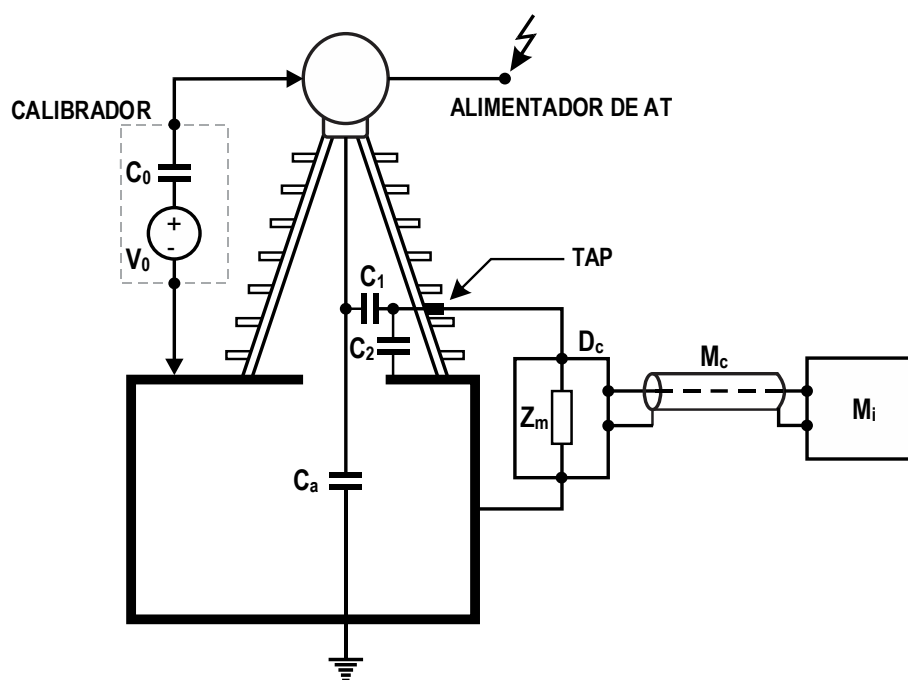


Figura 4-9 – Medição de DPs através do *tap* de buchas condensivas.

Fonte: Adaptado de (IEEE Std. C57.113, 2013).

Na implementação do esquema mostrado na Figura 4-9, destaca-se que, quando D_c se conecta ao *tap*, a impedância Z_m estabelece, em conjunto com as capacitâncias internas da bucha, um divisor de tensão cuja relação deve ser dimensionada de forma adequada para a operação dos instrumentos de medição. É importante apontar que, para garantir maior qualidade da medição, o cabo entre o dispositivo de acoplamento e o instrumento de medição deve ser livre de DPs e o mais curto possível, de forma a reduzir a indutância equivalente e minimizar efeitos de interferências eletromagnéticas. Além disso, a conexão entre o *tap* e o dispositivo de acoplamento deve ser direta, isto é, sem interligação por fios.

A. Calibração da Medição

Uma das grandes vantagens do método elétrico é que ele permite a calibração do sistema de medição, o que garante maior precisão quando à severidade (magnitude) das descargas parciais (FIRUZI *et al.*, 2019b). De acordo com a IEC 60270 (IEC, 2010), a calibração deve ser realizada considerando o conceito de carga aparente (q_a) que é definida como sendo a carga que, se injetada em um curto intervalo de tempo entre os terminais do objeto de teste, daria a mesma leitura no instrumento de medição que o próprio pulso de corrente das descargas parciais. Dessa forma, uma vez determinado o valor de q_a , os efeitos das descargas parciais sobre o sinal de tensão fase-terra, coletado do *tap*, passam a ser quantificados em *picocoulombs*.

A calibração consiste na injeção de pulsos de carga de intensidade conhecida, nos terminais da bucha, por meio de uma fonte de tensão em série com um capacitor. Assim, a partir da leitura dos sinais provenientes do *tap* da bucha, é determinado um fator de escala (S_f) através da razão entre a carga de calibração, q_0 , injetada entre os terminais de teste, e a leitura (R_0), em volts, do instrumento de medição de DP, ou seja (LEMKE, 2008):

$$S_f = \frac{q_0}{R_0} \quad (4.4)$$

Desse modo, a carga aparente, q_a , das DPs identificadas durante a operação real do sistema de monitoramento é obtida por:

$$q_a = R_i \times S_f = R_i \times \frac{q_0}{R_0} \quad (4.5)$$

onde R_i é o valor da DP correspondente, em volt.

B. Padrões de Análise

Nos testes de detecção de descargas parciais em transformadores, vários modos de análises podem ser aplicados. Isso porque, em geral, os dados monitorados são utilizados para construções de gráficos úteis a uma análise mais ampla do problema. Tais gráficos são comumente classificados em (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013): (i) fasoriais; (ii) sem informação de fase e tempo; (iii) temporais; e (iv) no domínio da frequência.

A utilização dos gráficos para avaliar DPs é importante na emissão de diagnósticos porque, a partir destes, podem ser avaliadas outras características que vão além do valor de carga aparente. Dentre essas características, pode-se, por exemplo,

destacar o ângulo de fase de ocorrência de uma DP, sua distribuição espectral e a identificação da carga aparente de cada pulso.

Gráficos Fasoriais

Para análise de dados com base na fase (PRPDA, do inglês), os pulsos de DPs são detectados e quantificados de acordo com a magnitude de descarga e o ângulo de fase, conforme mostra a Figura 4-10. A PRPDA é bastante explorada nas aplicações de monitoramento porque qualquer mudança observada no ângulo de fase que ocorrem as DPs constitui um forte indicador de problemas no isolamento da bucha.

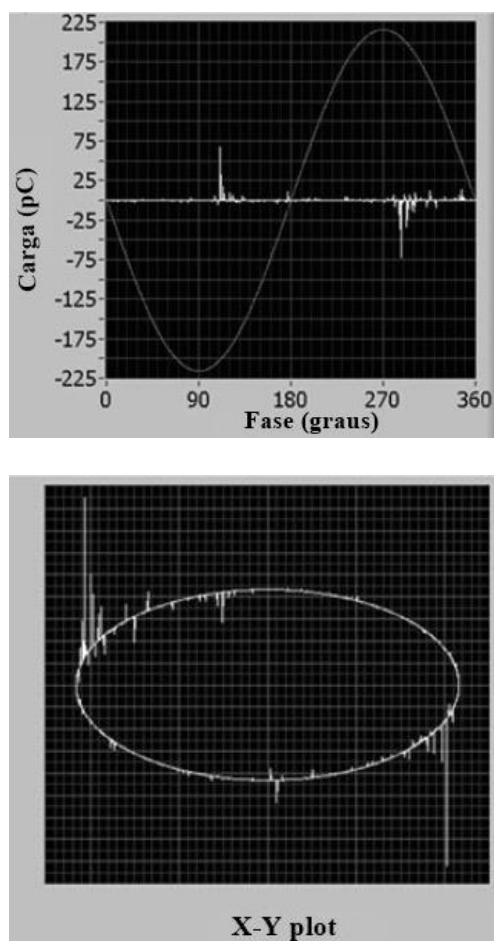


Figura 4-10 – Gráfico fasorial: (a) *Carga x fase*; (b) Figura de Lissajous.

Fonte: (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

A partir da Figura 4-10(a), informações importantes a respeito do tipo de falha que leva à ocorrência de DP podem ser obtidas quando se analisa a localização dos pulsos na curva senoidal capturada durante o ensaio. Desse modo, de acordo com a Figura 4-11, têm-se os principais exemplos de padrões de assinatura de DPs bem como seus respectivos diagnósticos.

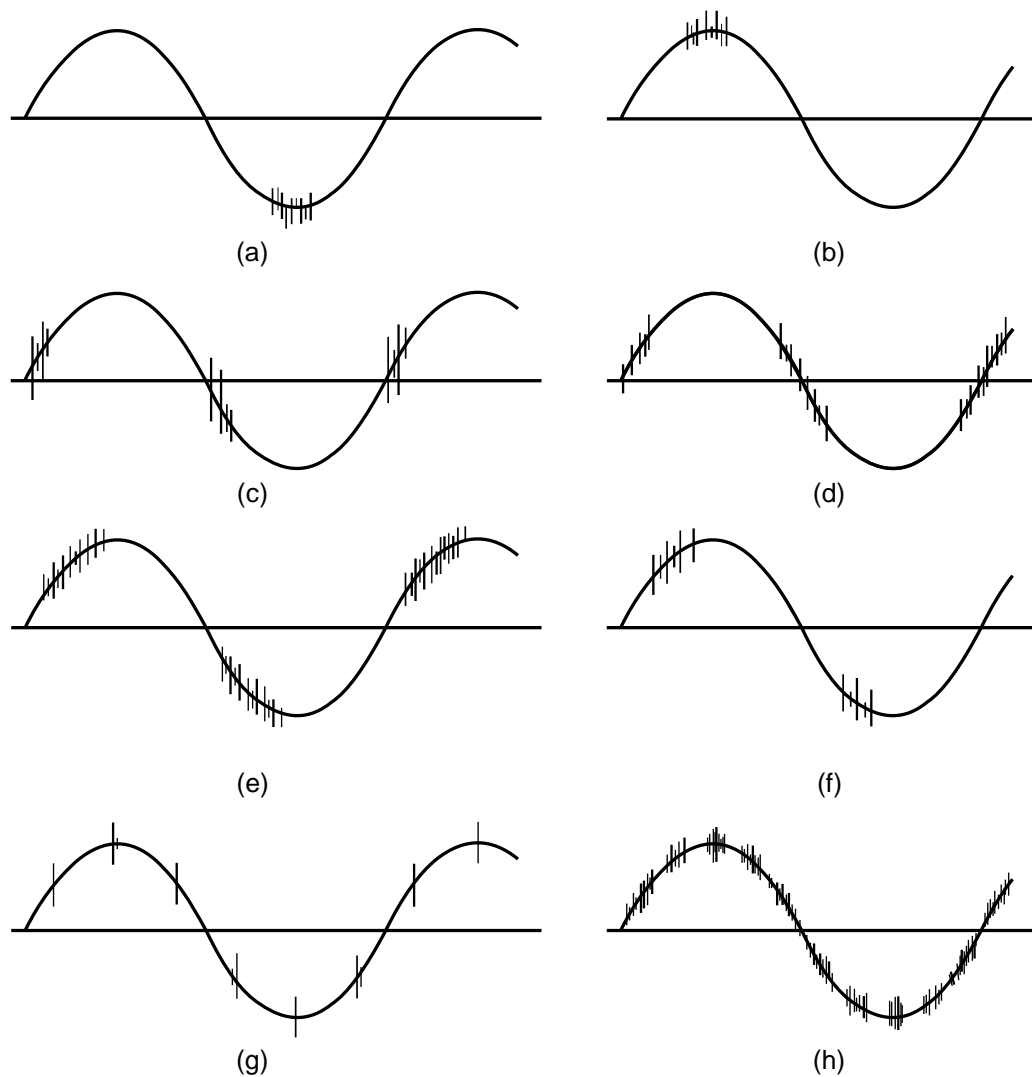


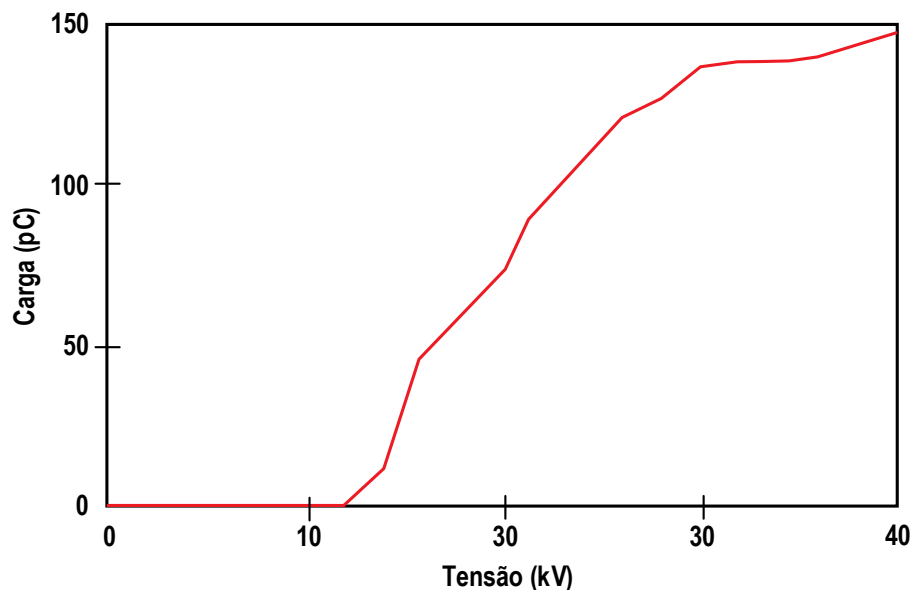
Figura 4-11 – Exemplos dos padrões de descargas parciais mais comuns encontrados durante os testes em transformadores de potência.

- (a) Descarga de corona no eletrodo de AT. (b) Descarga de corona no ponto de aterramento. (c) Objeto condutor não aterrado próximo ou interno ao transformador. (d) Ruído devido a mau contato. (e) DPs no papel isolante ou bolhas de gás. (f) Descargas na superfície de óleo. (g) Interferências devido a pulsos de chaveamento. (h) Interferência por sinal periódico modulado.

Fonte: Adaptado de (IEEE Std. C57.113, 1991).

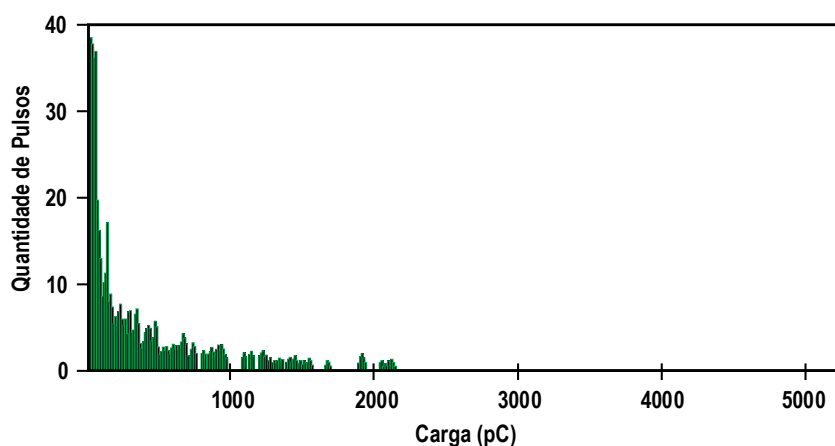
Gráficos Sem Informações de Fase e Tempo

Dados sem informações de fase e tempo são obtidos principalmente nas situações que a medição da magnitude da descarga parcial é realizada variando a amplitude da tensão de teste. Nesse caso, é bastante utilizado o gráfico $q \times V$, cujo comportamento típico é mostrado na Figura 4-12.

Figura 4-12 – Curva $q \times V$.

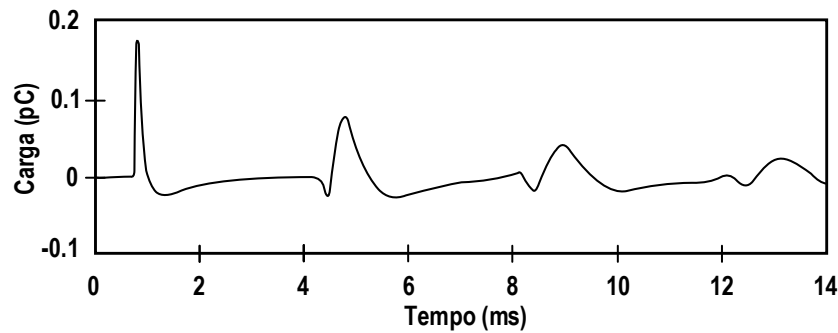
Fonte: Adaptado de (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

Outro gráfico sem informações de fase e tempo útil em análise de ocorrências de DPs é o gráfico *pulsos x carga*, onde pode-se verificar qual o nível de carga aparente das principais ocorrências de DPs. A Figura 4-13 mostra um exemplo.

Figura 4-13 – Curva *pulsos x carga*.

Gráficos Temporais

Os dados de descargas parciais com base no espaço temporal são úteis para a formação das curvas $q \times t$. A Figura 4-14 mostra um modelo típico dessa curva. A principal vantagem desse modo de análise está na visualização da duração das DPs, que é uma informação importante para o cálculo da carga aparente total por integração numérica, e na instrumentação dos materiais a serem utilizados para a obtenção de dados que, nesse caso, é mais simples.

Figura 4-14 – Curva $q \times t$.

Fonte: Adaptado de (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

Gráficos no Domínio da Frequência

As análises no domínio da frequência apresentam como principal vantagem a identificação da faixa de frequência que as DPs ocorrem no espectro. A Figura 4-15 mostra um exemplo. Esse tipo de análise também pode ser obtido por outros métodos de detecção.

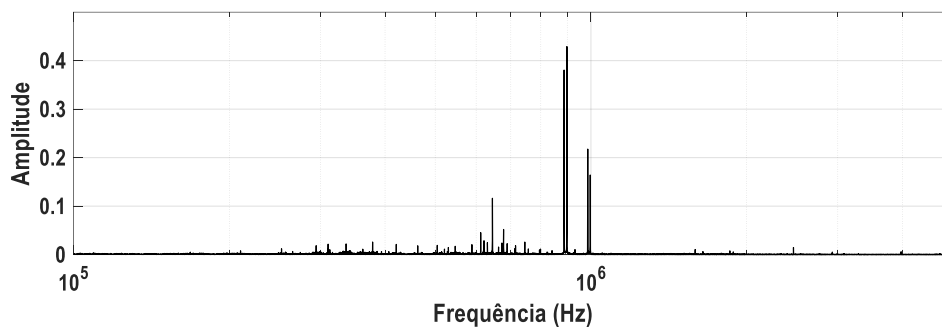


Figura 4-15 – Gráfico no domínio da frequência.

C. Vantagens e Desvantagens do Método Elétrico

De modo geral, pode-se apontar que as principais vantagens do método elétrico são as seguintes (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013):

- A calibração é realizada em função da carga aparente;
- Devido ao procedimento de calibração padronizado, os valores de DPs, que são dados em pC, podem ser comparados entre diferentes objetos de teste;
- É possível a identificação do tipo de fonte de DP (não a localização);
- Pode ser adotado para testar a integridade do isolamento para a maioria dos equipamentos de alta tensão;

- Pode ser usado para testes de aceitação de equipamentos devido à alta precisão e sensibilidade.

Por outro lado, as principais desvantagens são (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013):

- Impossibilidade de localizar a fonte de DP em transformadores;
- É propenso a interferências eletromagnéticas.

4.4.2. Método UHF

O método UHF foi utilizado pela primeira vez em dispositivos de chaveamento em subestações isoladas a gás (GIS, da sigla do inglês) (HAMPTON; MEATS, 1988) e, posteriormente, foi estendido e aprimorado para medições de DPs em transformadores de potência (MEIJER *et al.*, 2005). Para aplicar tal método, sensores ou antenas específicas são utilizados para detectar emissões eletromagnéticas, produzidas pela ação de descargas parciais no isolamento, cujas ocorrências podem ser observadas em uma ampla faixa do espectro, desde 300 MHz até 3 GHz (BRUNINI, 2017). Dessa forma, os sinais capturados passam por um estágio de amplificação para, em seguida, serem repassadas para um osciloscópio (ou analisador de espectro) ou sistemas específicos de processamento de dados para filtragem e geração de gráficos.

Basicamente, os sensores utilizados nos sistemas de detecção UHF são de dois tipos: indutivos ou capacitivos. Os primeiros funcionam acoplando componentes do campo magnético e se caracterizam por apresentarem uma banda estreita de varredura, que varia, geralmente, de 200 MHz a 350 MHz. Já os últimos têm o princípio de funcionamento relacionado ao campo elétrico e se destacam pela banda larga de sensoriamento que pode variar de 500 kHz a alguns poucos MHz (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

A respeito do aspecto construtivo, a Figura 4-16 mostra três tipos de sensores utilizados no método UHF: (a) sensor de disco interno, geralmente chamado de acoplador capacitivo, que é bastante usado em GIS; (b) sensor tipo janela, cuja estrutura é uma antena em espiral. É projetado para montagem externa em janelas dielétricas do transformador; e (c) sonda para inserção através da válvula de drenagem de óleo do transformador.

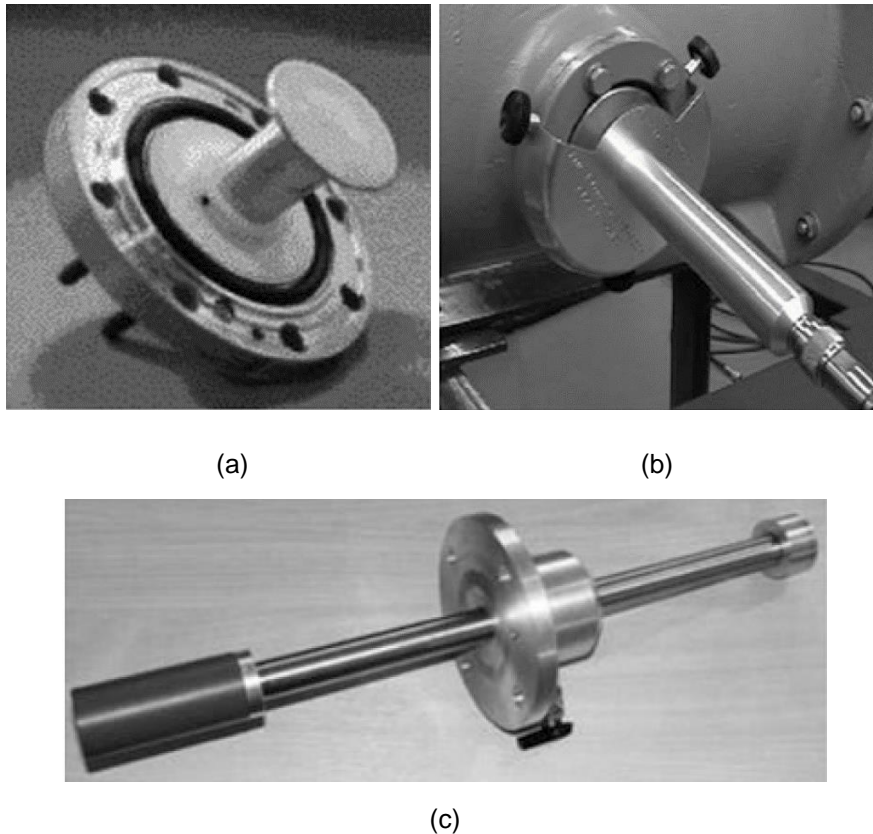


Figura 4-16 – Sensores UHF. (a) Sensor de disco interno; (b) Sensor tipo janela; (c) Sonda de válvula.

Fonte: (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

Diante da Figura 4-16 fica evidente que uma das maiores dificuldades para a aplicação de sistemas que utilizam o método UHF relaciona-se ao caráter invasivo dos sensores que, muitas vezes, requerem projetos construtivos específicos do ativo a ser monitorado.

A. Vantagens e Desvantagens da Metodologia UHF

As principais vantagens do método UHF para a medição de DPs são as seguintes (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013):

- Boa imunidade a interferências externas, o que significa que o método UHF pode ser empregado para medição de DPs em ambientes tipicamente mais ruidosos;
- Elevada precisão;
- As formas de pulso e frequências associadas são preservadas por sensores UHF. Este aspecto é importante, pois diferentes tipos de defeitos podem gerar sinais de DPs de diferentes formas e frequências que, em muitos casos, ajuda na identificação e localização das descargas.

As principais desvantagens do método UHF são (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013):

- As medições não podem ser calibradas;
- Pouca flexibilidade, visto que os sensores UHF e acessórios relacionados são geralmente específicos a um tipo de equipamento e a aplicação a transformadores já em serviço é limitada;
- Alto custo dos sensores.

4.4.3. Método Óptico

De acordo com Brunini (2017), o método óptico tem como objetivo detectar a radiação ultravioleta ou infravermelha emitida pelas DPs através de receptores de sinais nestes espectros que, segundo Schwarz, Judendorfer e Muhr (2008), depende unicamente do meio circundante (ar, SF₆, óleo).

Em gases a baixa pressão, destaca-se que apenas 1% da energia liberada pela DP é convertida em ondas de luz, enquanto que em líquidos e sólidos esse valor é ainda inferior (GUTNIK, 2014). Em relação aos espectros, tem-se que, se a DP ocorre em gás de hidrogênio, o espectro da luz emitida estará na região visível com uma parte menor na região infravermelha. Por outro lado, se a DP ocorre em gás SF₆, o espectro é distribuído entre a região ultravioleta e a região azul/verde visível. Já se as emissões ocorrem em óleo, a luz resultante é distribuída na faixa de 350 nm a 700 nm da região espectral, de acordo com a composição do óleo isolante, o que evidencia a necessidade de uma alta sensibilidade dos sensores a serem utilizados.

Schwarz, Judendorfer e Muhr (2008) destacam que ainda não houve extensivo uso do método óptico no monitoramento de descargas parciais porque tal método requer um contato visual direto com a fonte das DPs. Entretanto, dentre as aplicações presentes na literatura, verifica-se que os métodos ópticos são mais utilizados em sistemas isolados a gás e a líquidos, com avanços promissores para os primeiros (ZHOU *et al.*, 2019).

A Figura 4-17(a), a seguir, mostra um esquemático de um sistema de detecção óptico para equipamentos isolados a gás. Na Figura 4-17(b) é apresentado, por sua vez, um espectro óptico típico de uma descarga em gás SF₆.

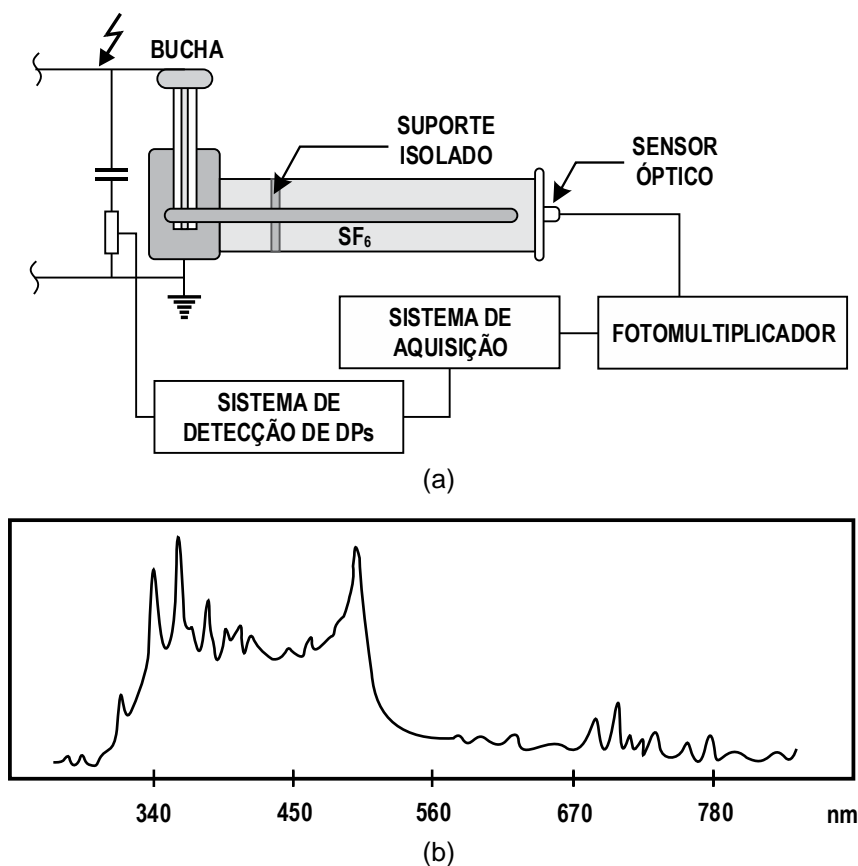


Figura 4-17 – (a) Esquemático para detecção de DP's pelo método óptico em equipamentos isolados a gás. (b) Espectro óptico para ruptura dielétrica em gás SF₆.

Fonte: Adaptado de (GUTNIK, 2014).

Para a medição por esse esquema, diferentes sensores ópticos podem ser usados (fotodiodo, fotomultiplicador), mas, devido às pequenas quantidades de luz, é recomendável um fotomultiplicador, que consiste em um fotocatodo, onde os fótons são convertidos em elétrons pelo efeito fotoelétrico, e uma cadeia multiplicadora que coleta a corrente resultante. Nesse caso, o fotomultiplicador é responsável por converter a luz em um sinal elétrico. Quando a luz entra no fotocatodo, fotoelétrons são emitidos no vácuo. Esses fotoelétrons são, então, direcionados pelas tensões do eletrodo ao multiplicador de elétrons que, por sua vez, envia os sinais capturados ao sistema de detecção de DPs. Vale destacar que os tubos fotomultiplicadores fornecem sensibilidade extremamente alta, permitindo a medição de níveis muito baixos de luz (SCHWARZ; MUHR; PACK, 2005).

A. Vantagens e Desvantagens do Método Óptico

O método óptico apresenta as seguintes vantagens (SCHWARZ; JUDENDORFER; MUHR, 2008):

- Toda a medição é isolada galvanicamente, de modo que não há influências nas medições, que são imunes a sinais indesejados;
- Não há influências de emissões eletromagnéticas indesejadas.

Por outro lado, tem-se as seguintes desvantagens:

- A acessibilidade do sensor dentro do equipamento é limitada;
- Possibilidade de perda de calibração dos sensores ópticos.

4.4.4. Método Acústico

A detecção de descargas parciais pelo método acústico tem como objetivo registrar o sinal acústico gerado durante a ocorrência de uma DP. Tais sinais são decorrentes de uma onda de pressão gerada pela liberação de energia das descargas parciais e sua detecção deve ser realizada pelo uso de sensores acústicos adequados. Em geral, o intervalo de frequência pelo qual os sensores devem ser capazes de operar está compreendido na faixa 20-250 kHz. No entanto, os sensores mais frequentemente usados têm a frequência central da faixa sensível igual a 60 kHz ou 150 kHz, sendo a última mais apropriada para aplicações de campo (SAMIMI; ILKHECHI, 2019).

Nesse método, a adequação dos sensores deve ser tomada considerando a propagação de ondas no objeto de teste para garantir alta precisão e sensibilidade nos registros. Assim, vale mencionar os dois tipos de sensores acústicos mais utilizados na detecção de DPs: os capacitivos e os piezoelétricos. Ambos têm largura de banda de frequência suficiente para atender aos requisitos da aplicação (SAMIMI; ILKHECHI, 2019).

Os sistemas de detecção de DPs pelo método acústico podem ser divididos em tipo contato e tipo sem contato. Sensores tipo contato são aqueles instalados externamente no invólucro metálico do equipamento monitorado. O uso desses sensores é adequado aos equipamentos que contam com sistema de aterramento para que distúrbios não sejam provocados no campo elétrico. Os sensores do tipo sem contato, por sua vez, são aqueles instalados fora da superfície dos equipamentos monitorados, sendo, por isso, útil em dispositivos sem aterramento (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013). A desvantagem dessa categoria é a atenuação que os sinais estão sujeitos, que varia conforme a distância do sensor.

Mostra-se, na Figura 4-18, o modelo geral, em diagrama de blocos, do sistema de medição de descargas parciais pelo método acústico. Esse sistema é compreendido por um sensor, pré-amplificador, filtro e um sistema de aquisição de dados.

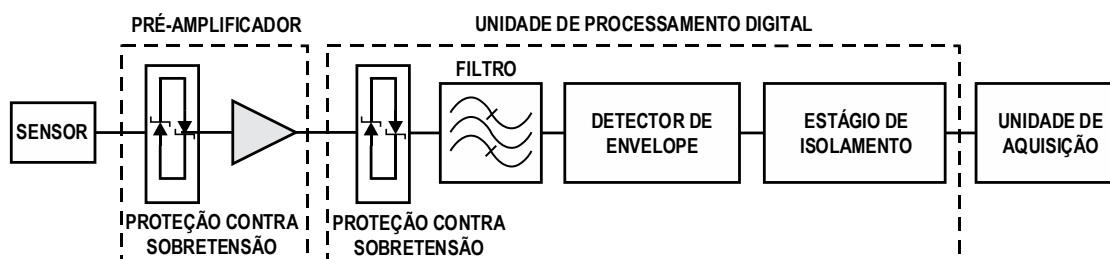


Figura 4-18 – Diagrama de blocos do sistema de detecção de DPs pelo método acústico.

Fonte: Adaptado de (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

Nesse esquema, o sinal do sensor é amplificado pelo pré-amplificador, considerando que este não é interno ao sensor. Em seguida, o pré-amplificador é conectado à unidade de processamento onde o sinal previamente detectado é filtrado por um filtro passa-altas com frequência de corte adequada. Nesta etapa, um detector de envoltória pode ser utilizado para auxiliar no processamento. Destaca-se que, embora o sensor acústico seja imune a interferências eletromagnéticas, o circuito associado ao sistema de detecção de DPs acústico é propenso a essas interferências e, portanto, precisa ser protegido adequadamente. Para isso, todas as conexões devem ser feitas utilizando cabos com blindagem dupla e a impedância de todos os componentes elétricos do sistema devem ser corretamente dimensionadas (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

A forma do sinal detectado depende da fonte da onda acústica, do caminho de propagação e do sensor, sendo, por isso, bastante útil na identificação e localização da fonte de DPs. No caso de transformadores, dois tipos de sinais acústicos são obtidos: sinais em “forma de flecha”, obtidos, geralmente, quando o meio de propagação é o óleo isolante, e sinais em “forma de ovo”, obtidos quando o sinal se propaga por diferentes tipos de materiais sólidos. A Figura 4-19 ilustra esses sinais.

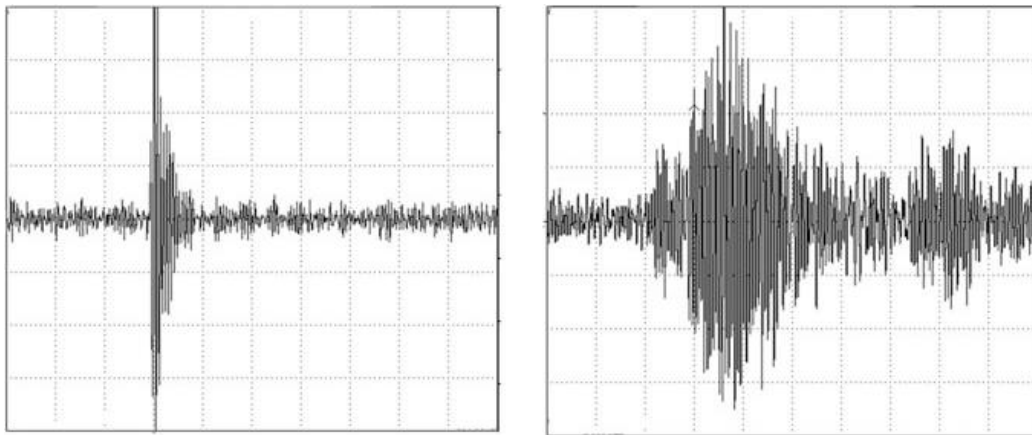


Figura 4-19 – Sinais acústicos típicos em transformadores. (a) Sinal em “forma de flecha”. (b) Sinal em “forma de ovo”.

Fonte: (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

Menciona-se que, como a emissão acústica é transferida através do metal, os sensores podem ser instalados de forma não invasiva na superfície do tanque do transformador. Assim, empregando vários sensores em diferentes posições ao longo do ativo, é possível localizar a fonte de DP por meio de diferentes técnicas (SAMIMI; ILKHECHI, 2019). Algumas delas são descritas, a seguir (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013):

- Busca da maior amplitude do sinal: baseia-se no fato de que a amplitude do sinal detectado será maior quando o sensor estiver mais próximo da fonte da descarga. Neste caso, apenas um sensor é movido pelo equipamento até que a posição para a amplitude máxima do sinal seja encontrada.
- Observação do tempo de subida do sinal: baseia-se no conhecimento de que o tempo de subida do sinal detectado é pequeno quando o sensor estiver perto da fonte. Neste caso, o sensor é posicionado em diversas posições.
- Medição do tempo de voo: se o sinal é de natureza repetitiva, então dois sensores são utilizados e os tempos de chegada dos sinais nos dois sensores locais são gravados. Se a fonte de DPs estiver localizada longe dos dois sensores, então a fonte está mais próxima do sensor que registra o menor “tempo de voo” do sinal acústico. Por outro lado, se a fonte estiver entre os dois sensores, então a localização é determinada a partir da diferença dos tempos de chegada dos sinais aos sensores.

Existe, no entanto, uma técnica mais exata na localização da fonte de DPs que utiliza quatro sensores acústicos. Nessa técnica, o sensor que detecta a onda acústica primeiro aciona os outros três sensores simultaneamente e o tempo em cada um deles

é registrado. Isso resulta em três medições de tempo a partir do sensor de referência, conforme mostra a Figura 4-20.

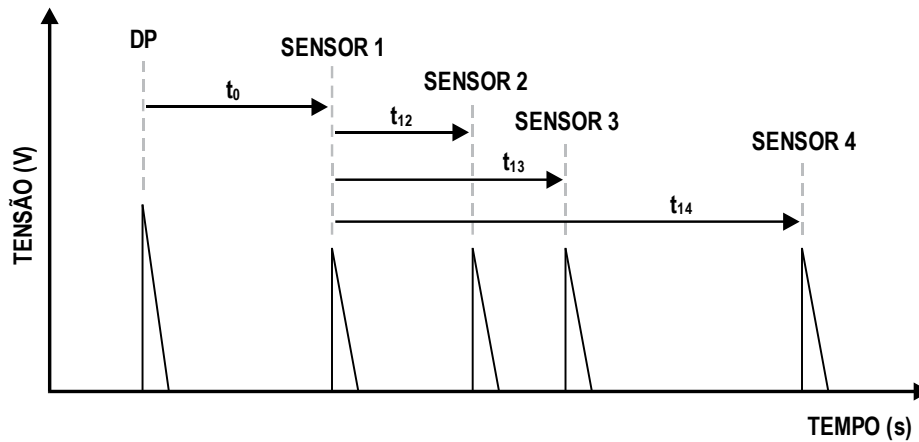


Figura 4-20 – Localização da fonte de DP usando quatro sensores acústicos.

Fonte: Adaptado de (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

Dessa forma, utilizando os registros de cada sensor, são determinados os seguintes hiperboloides:

$$(x_s - x_1)^2 + (y_s - y_1)^2 + (z_s - z_1)^2 = (v_s t_0)^2 \quad (4.6)$$

$$(x_s - x_2)^2 + (y_s - y_2)^2 + (z_s - z_2)^2 = (v_s (t_0 + t_{12}))^2 \quad (4.7)$$

$$(x_s - x_3)^2 + (y_s - y_3)^2 + (z_s - z_3)^2 = (v_s (t_0 + t_{13}))^2 \quad (4.8)$$

$$(x_s - x_4)^2 + (y_s - y_4)^2 + (z_s - z_4)^2 = (v_s (t_0 + t_{14}))^2 \quad (4.9)$$

onde v_s é a velocidade da onda acústica, (x_s, y_s, z_s) são as coordenadas da fonte de DP e (x_i, y_i, z_i) são as coordenadas de localização do i -ésimo sensor.

Assim, a localização da fonte de DPs é determinada pela intersecção dos hiperboloides (MARKALOUS; TENBOHLEN; FESER, 2008). A técnica apresentada é conhecida como *Time-Differences Approach* (TDA).

A. Vantagens e Desvantagens do Método Acústico

As principais vantagens do método acústico para a medição de DPs são as seguintes (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013):

- É não invasivo, relativamente barato e fácil de ser usado;
- Boa imunidade à interferência eletromagnética;
- Localização eficiente de fontes de DP.

Por outro lado, as principais desvantagens são (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013):

- A calibração do sinal acústico em relação à carga de DP não é possível;
- Não é tão conveniente para o monitoramento contínuo de DPs;
- Não é muito útil para a estimativa de risco dos defeitos em transformadores, devido à alta atenuação do sinal acústico;
- Lentidão do processo.

4.4.5. Método Químico

O método químico para a detecção de DPs é um dos mais tradicionais e consiste na análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante do transformador, que são provenientes das reações químicas impulsionadas pela degradação de materiais isolantes do próprio equipamento. A metodologia se baseia no fato de que a quantidade e os tipos de gases dissolvidos no óleo contêm informações de falhas no sistema de isolamento (BRUNINI, 2017).

Em 1928, Buchholz (1928) publicou o método de diagnóstico de falha em um transformador testando os gases que evoluem rapidamente durante ocasiões de falha. Posteriormente, percebeu-se que o desenvolvimento lento de falhas dentro de um transformador produziria gases que permaneceriam dissolvidos em óleo (MYERS; KELLY; PARRISH, 1981). Porém, somente nos anos 1960 foram aplicadas as primeiras técnicas que permitiram identificar os gases gerados por anormalidades no isolamento. No Brasil, estudos do tipo foram realizados a partir dos anos 1970 (GUTNIK, 2014).

De acordo com a norma IEEE Std. C57.104 (IEEE, 2019), cada tipo de defeito gera um ou mais tipos de gases no isolamento. Dessa forma, a DGA é bastante útil por sua capacidade de avaliar os vários tipos de gases e possibilitar a identificação e o diagnóstico de diversos defeitos, desde o estágio inicial até os mais avançados. Entre os gases comumente gerados por defeitos internos, destacam-se os que seguem (GUTNIK, 2014):

- Gases combustíveis: Hidrogênio (H_2), Metano (CH_4), Etano (C_2H_6), Etileno (C_2H_4) e Acetileno (C_2H_2);
- Gases não combustíveis: Oxigênio (O_2), Nitrogênio (N_2), Monóxido de Carbono (CO) e Dióxido de Carbono (CO_2).

Segundo Brunini (2017), existem diversos métodos utilizados na análise de gases dissolvidos. Entre esses, se destacam os métodos de Dornenburg, de Rogers e de Duval.

A. Métodos de Dornenburg e de Rogers

Os Métodos de Dornenburg e de Rogers são baseados na relação entre as concentrações de dois gases presentes no óleo isolante dentre os seguintes: Hidrogênio, Metano, Etano, Etileno, Acetileno. Vale destacar que o Método de Rogers, embora considere algumas relações entre gases diferentes, consiste em um aprimoramento do Método de Dornenburg e fornece uma maior precisão nos diagnósticos (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013). Especificamente para falhas causadas por descargas parciais, tem-se as relações mostradas na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Diagnóstico de DPs pelos métodos de Dornenburg e de Rogers.

Fonte: Adaptado de (IEEE Std. C57.104, 2019).

Relação de concentração entre gases	Método	
	<i>Dornenburg</i>	<i>Rogers</i>
CH_4/H_2	< 0,1	< 0,1
C_2H_2/C_2H_4	-	< 0,1
C_2H_2/CH_4	<0,3	-
C_2H_6/C_2H_2	<0,4	-
C_2H_4/C_2H_6	-	< 1,0

B. Método de Duval

De acordo com (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013), ainda na década de 1970, identificou-se que os métodos de relação entre gases, como os de Dornenburg e de Rogers, apresentam a desvantagem de que alguns resultados de DGA podem não estar dentro das interpretações de cada razão e, portanto, o diagnóstico pode permanecer sem solução.

Assim, no ano de 1974, Duval (1974) desenvolveu um novo método, baseado em recursos gráficos para superar esse problema. Atualmente conhecido como Triângulo Duval, tal método utiliza a proporção de três gases característicos e sua localização em um mapa triangular para fornecer um diagnóstico de falha. Os tipos de falhas detectáveis são descargas parciais, falhas elétricas, falhas térmicas e uma mistura de falhas elétricas e térmicas.

Desde a primeira proposição, o Triângulo de Duval passou por vários aprimoramentos. Na Figura 4-21, a seguir, são mostradas as versões original e revisada. Dessa forma, pode-se notar que, na proposta original, existem seis classes de falhas diferentes para diagnóstico. Por sua vez, na metodologia revisada, sete classes distintas podem ser diagnosticadas. A identificação de cada código presente nos triângulos original e revisado são mostrados na Tabela 4-2 e na Tabela 4-3, respectivamente.

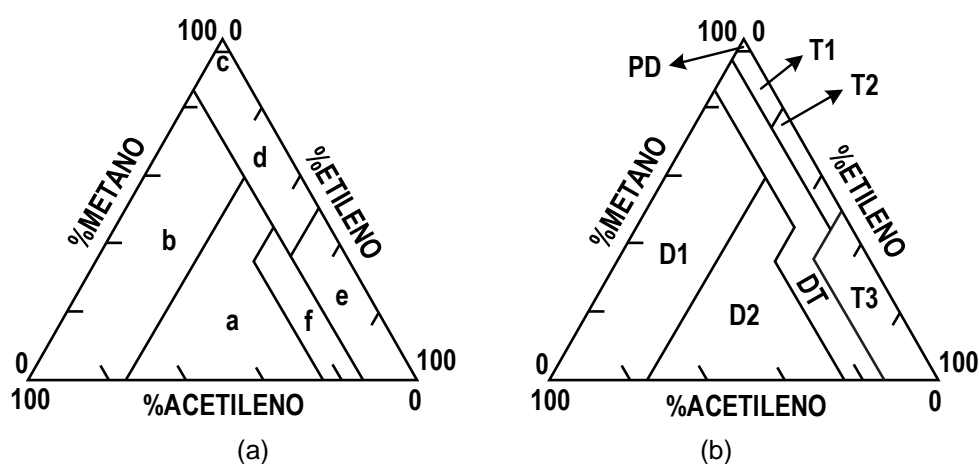


Figura 4-21 – Triângulo de Duval. (a) Modelo original. (b) Modelo revisado.

Tabela 4-2 – Diagnósticos a partir do método de Duval: triângulo original.

Fonte: (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

Código	Falha
a	Arco de alta energia
b	Arco de baixa energia
c	Descarga de Corona
d	Falha térmica com temperatura menor que 200°C
e	Falha térmica com temperatura entre 200°C e 400°C
f	Falha térmica com temperatura superior a 400°C

Tabela 4-3 – Diagnósticos a partir do triângulo de Duval: triângulo revisado.

Código	Falha
PD	Descargas parciais
D1	Descargas de baixa energia
D2	Descargas de alta energia
DT	Combinação de descargas elétricas e falhas térmicas
T1	Falha térmica com temperatura menor que 300°C
T2	Falha térmica com temperatura entre 300°C e 700°C
T3	Falha térmica com temperatura maior que 700°C

A aplicação do triângulo de Duval se dá por meio do conhecimento da concentração dos gases CH_4 , C_2H_4 e C_2H_2 dissolvidos em óleo. Dessa forma, uma vez que os lados do triângulo são expressos em coordenadas triangulares, utilizam-se concentrações relativas, em porcentagem, de CH_4 , C_2H_4 e C_2H_2 para encontrar o ponto de interseção traçando-se retas paralelas a cada lado.

As concentrações relativas de cada gás são determinadas conforme indica as equações seguintes:

$$\%CH_4 = \frac{A}{A + B + C} \times 100\% \quad (4.10)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{B}{A + B + C} \times 100\% \quad (4.11)$$

$$\%C_2H_2 = \frac{C}{A + B + C} \times 100\% \quad (4.12)$$

onde A, B e C são concentrações dos gases CH_4 , C_2H_4 e C_2H_2 , em ppm, respectivamente. Desse modo, se, por exemplo, $\%CH_4 = 30$, $\%C_2H_2 = 60$, e $\%C_2H_4 = 10$ tem-se o diagnóstico de descargas de baixa energia (D1) no transformador, conforme mostra o triângulo de Duval da Figura 4-22.

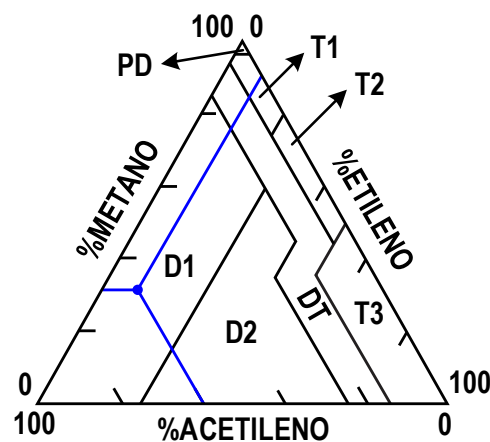


Figura 4-22 – Triângulo de Duval para $\%CH_4 = 30$, $\%C_2H_2 = 60$, e $\%C_2H_4 = 10$.

Recentemente, o método de Duval para fornecer diagnósticos com base na relação percentual de carbonetos passou a incorporar um novo mapa complementar, conhecido como pentágono de Duval (DUVAL; LAMARRE, 2014). No pentágono de Duval, são cinco os gases chaves considerados, a saber: CH_4 , C_2H_4 e C_2H_2 , já presentes no mapa triangular, e H_2 (Hidrogênio) e C_2H_6 (Etano).

Os procedimentos para a definição de diagnósticos por meio do pentágono de Duval consistem no cálculo das relações percentuais dos gases chaves e do desenho da área formada por eles considerando um plano cartesiano posicionado no centro do

mapa, conforme a metodologia apresentada em (DUVAL; LAMARRE, 2014). Desse modo, a partir da área formada, pode-se emitir seis tipos de diagnósticos em função da localização do centroide desta, isto é, de acordo com uma das áreas PD, D1, D2, T1, T2 e T3, identificadas na Tabela 4-3 e mostradas na Figura 4-23.

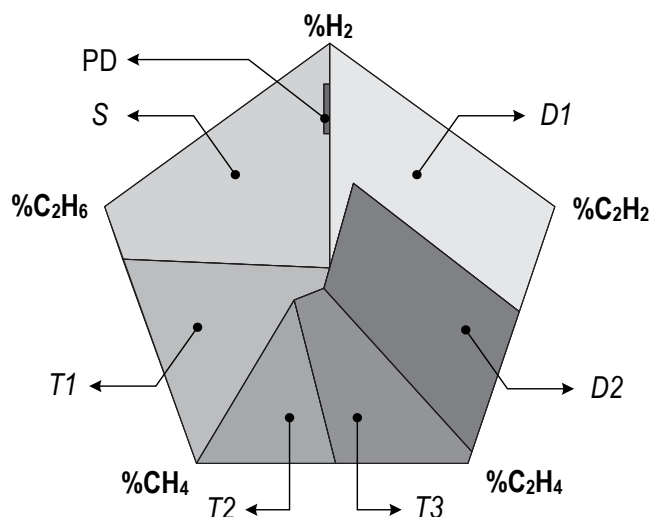


Figura 4-23 – Pentágono de Duval.

Fonte: (DUVAL; LAMARRE, 2014).

C. Vantagens e Desvantagens dos Métodos Químicos:

Em relação ao diagnóstico de DPs, é vantagem do método químico:

- Facilidade no diagnóstico, diante das concentrações dos gases.

Por outro, as desvantagens são:

- Impossibilidade de mensurar a gravidade de uma DP, por exemplo, em termos de carga aparente;
- Não permite a localização dos pulsos de DPs.

4.5. Levantamento Bibliográfico Sobre Detecção de Descargas Parciais

Diante das diferentes técnicas desenvolvidas para detectar DPs em equipamentos elétricos de alta tensão, apresenta-se, a seguir, uma revisão bibliográfica de artigos científicos publicados nos últimos anos a respeito do tema.

Fuangsoongnern, Plueksawan e Tikakosol (2014) propuseram uma técnica para medição e localização de descargas parciais no sistema de isolamento de transformadores de distribuição. Para isso, utilizou-se o monitoramento *online*, para que

a operação do transformador no sistema elétrico não fosse prejudicada, através das técnicas de Emissão Acústica (EA) e do uso de um transformador de corrente de alta frequência (HFCT, da sigla do inglês).

Na realização dos testes, utilizou-se um transformador trifásico imerso em óleo de potência nominal 2000 kVA e tensões nominais de 22 kV / 400-230 V, 50 Hz, e ainda, quatro sensores acústicos, um HFCT e um *hardware* para leitura e detecção das DPs. Os autores destacaram que o uso desses dispositivos permitiu detectar e analisar os problemas que ocorrem dentro do transformador já no estado inicial e, além disso, informar o quão graves eles são. Destacaram ainda que a metodologia utilizada é capaz de indicar se o problema é causado por DPs, anomalias mecânicas, arcos ou partes soltas dentro do ativo. Dado esse contexto, pôde-se verificar que a técnica de medição proposta se mostrou eficiente em detectar e localizar a presença de DPs, possibilitando melhor diagnóstico para tratamento do defeito no isolamento e, conseqüentemente, reduzindo o custo com eventuais falhas.

Rahman, Lewin e Rapisarda (2015) destacaram a importância das pesquisas por novas técnicas para detecção e medição de DPs. Assim, eles desenvolveram um método alternativo a partir de filtros tridimensionais que utilizam uma combinação linear da função Wavelet e uma ponderação de Análise de Componentes Principais (PCA, da sigla do inglês). O experimento foi realizado em um transformador de potência com enrolamento imerso em óleo em que foi aplicado diversas fontes de DPs, tais como: *gaps* no isolamento, corona e descargas superficiais. Nesse trabalho, a detecção de DPs foi realizada através de sensores HFCT conectados ao aterramento do tanque o ao *tap* das buchas. Através do experimento, os autores concluíram que o desenvolvimento de uma ferramenta de localização de DPs autônoma que utiliza uma série de filtros é capaz de determinar a localização de uma fonte de DPs dentro do enrolamento do transformador sem a necessidade de intervenção humana.

Ali, Rapisarda e Lewin (2016) verificaram a viabilidade de localizar, simultaneamente, distintas fontes de descargas parciais no isolamento de transformadores de potência. No experimento prático, utilizou-se uma seção de enrolamento de AT de um transformador, uma bucha de 60 kV, dois HFCTs, dois tipos de fontes de DPs artificiais e um osciloscópio com taxa de amostragem de 500 MSa/s, em um esquema conforme ilustrado na Figura 4-24.

Após a extração do pulso de DP, o método de Morfologia Matemática foi aplicado para a decomposição do sinal com o propósito de revelar as componentes do sinal que são importantes na caracterização dos pulsos de DPs. Isso permitiu que o uso do

mapeamento de esparsidade fosse útil para separar as fontes de DPs. Em seguida os autores aplicaram a técnica Clusterização Espacial Baseada em Densidade de Aplicações com Ruído (DBSCAN, da sigla do inglês) para agrupar automaticamente os *clusters* no espaço tempo / frequência. A partir disso, realizou-se uma correlação para identificar quais *clusters* pertencem a determinadas fontes de DPs. Os resultados obtidos demonstraram que os objetivos foram possíveis de serem alcançados.

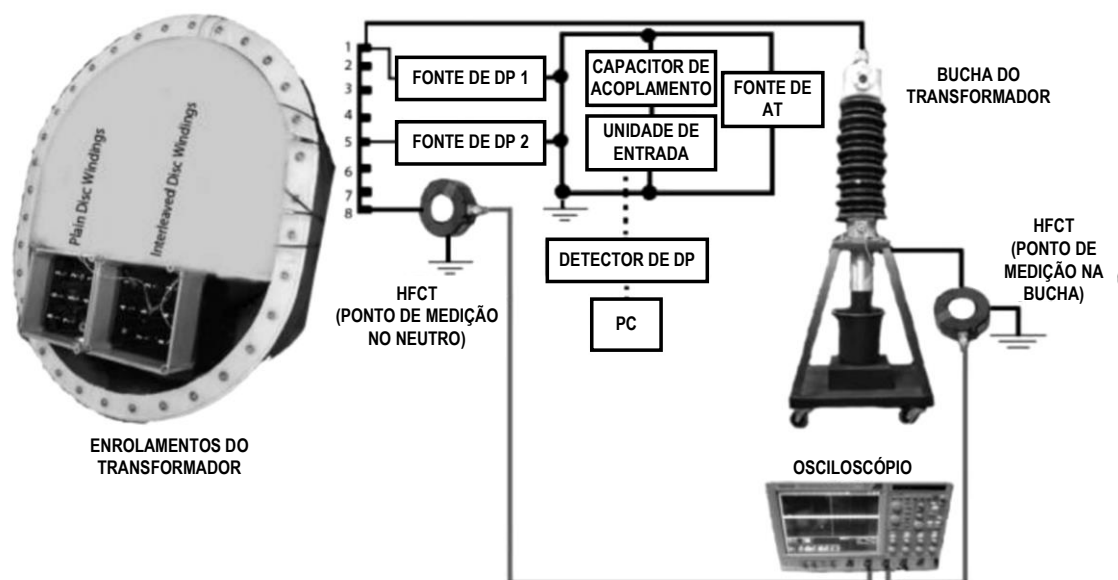


Figura 4-24 – Circuito utilizado no experimento utilizado em (ALI; RAPISARDA; LEWIN, 2016).

Fonte: Adaptado (ALI; RAPISARDA; LEWIN, 2016).

Castro *et al.* (2016) enfatizaram que fatores críticos na operação de transformadores, como sobrecarga, cargas não-lineares, surtos transitórios de tensão por origem atmosférica e comutação, podem fazer com que o sistema de isolamento perca suas propriedades físicas e químicas, propiciando a sua deterioração e o conseqüente surgimento de descargas parciais. Assim, eles contextualizam a existência de diversas técnicas de identificação de DPs dentre as quais destaca-se o método acústico, que detecta ondas de ultrassom incidentes na superfície do tanque do transformador e que são geradas pelas DPs ocorridas no óleo isolante. Nesse contexto, é analisada a viabilidade do uso de sensores piezoelétricos de baixo custo para a detecção de DPs em transformadores isolados a óleo mineral.

Para a identificação de DPs, foi montado o esquema mostrado na Figura 4-25 composto por uma fonte de tensão aplicada a eletrodos espaçados por 0,5 mm, por onde são produzidas as DPs. Nesse esquema, o sensor foi acoplado em uma das faces laterais do transformador. O teste foi executado em diferentes situações e apresentou convergência dos resultados.

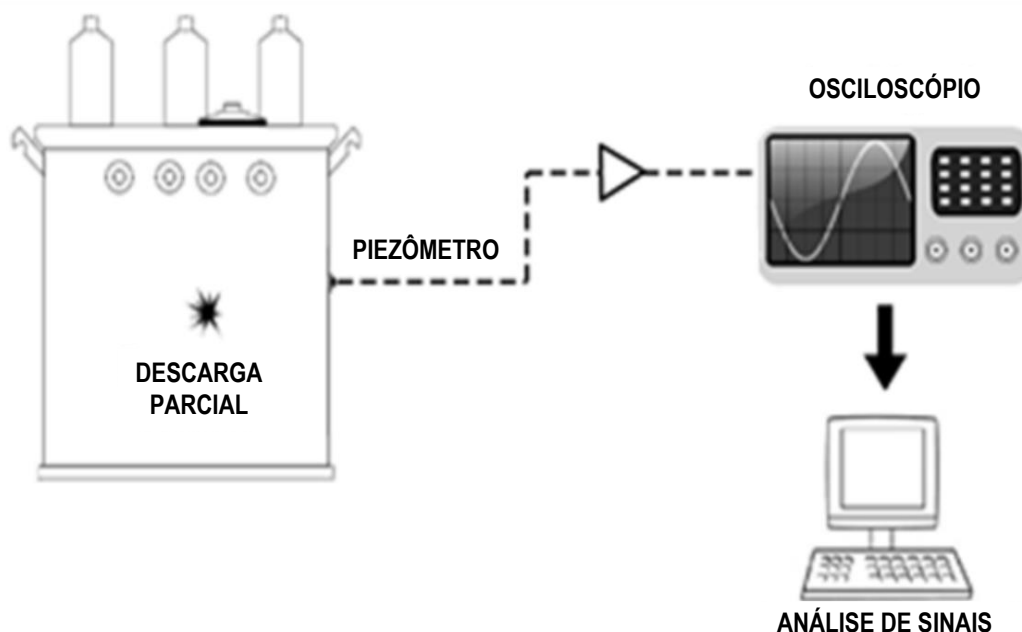


Figura 4-25 – Esquema para identificação de DPs utilizado em (CASTRO *et al.*, 2016).

Fonte: Adaptado de (CASTRO *et al.*, 2016).

Uma vez detectados os pulsos de DPs, a validação do sensor projetado se deu pela análise dos dados medidos nos domínios do tempo e da frequência. Na análise temporal, verificou-se o comportamento de energia e a tensão RMS do sinal. A análise em frequência, por sua vez, se deu empregando-se os algoritmos de Transformada Rápida de Fourier (FFT, da sigla do inglês) e de Densidade Espectral de Potência do sinal.

Jiagui *et al.* (2016) desenvolveram um sistema baseado em fibra óptica para detectar DPs com a justificativa de aproveitar, de forma eficiente, os efeitos ópticos gerados pelos pulsos de descargas no isolamento. O sistema de detecção desenvolvido foi instalado dentro do transformador. Nesse sistema, a sonda foi colocada na posição desejada para detectar o sinal causado pela falha de isolamento e uma fibra comum de plástico foi utilizada para acoplar o sinal fluorescente e transmiti-lo a um fotodetector, que o converte em um sinal elétrico de tensão e o amplifica.

Os valores dos parâmetros do sistema desenvolvido estão expostos na referência supracitada. Os resultados obtidos pelo método óptico de detecção de DPs proposto pelos autores foram comparados com resultados obtidos pelo método que utiliza sensores UHF. Dessa forma, verificou-se grande similaridade dos resultados de ambos os métodos.

Kaška (2016) apresentou experiências obtidas do monitoramento de descargas parciais em transformadores de potência, isolados a óleo, em alta tensão e em

operação, no qual é utilizado um sistema de medição de UHF que permite não apenas detectar descargas parciais, mas também localizar sua fonte.

O sistema utilizado consiste em quatro sensores principais, um sensor externo, osciloscópio digital, componentes auxiliares e uma fonte de energia. O sensor principal consiste em uma antena, um amplificador e um atenuador controlado. No esquema utilizado, um osciloscópio, os componentes auxiliares e a fonte de energia, localizados em um painel resistente a perturbações eletromagnéticas, criam a unidade de monitoramento. A detecção e localização das DPs foi feita em *software* proprietário que permitiu observar a forma do sinal e realizar a localização espacial da fonte do sinal. Por sua vez, como técnica de localização de DPs, utilizaram-se as diferenças de tempo de chegada das ondas observadas, de forma que foi possível distinguir entre uma perturbação distante e uma DP dentro do tanque do transformador.

Torres-Arias *et al.* (2017) detalharam o método elétrico convencional para medir descargas parciais considerando os dados obtidos através de filtros digitais. Os autores fizeram uso de filtros digitais para atenuar os ruídos inerentes ao próprio método de aquisição. Esses filtros foram projetados em MATLAB® para serem de ordem 20, de modo que o sinal desejado das medições não fosse prejudicado.

Para realização dos testes foi utilizado um transformador de potência, com os seguintes parâmetros: potência nominal de 5 kVA e tensões nominais 220 V / 100 kV e dois casos foram considerados: no primeiro, o óleo dielétrico estava em boas condições, isto é, sem contaminantes, e, no segundo, esse mesmo isolante estava em mau estado devido à presença de contaminantes, tais como umidade. Os resultados dos testes foram processados após a etapa de filtragem utilizando-se a Transformada Rápida de Fourier, a fim de determinar as características de DPs com base na qualidade do óleo dielétrico e seu nível de contaminação.

Pelos resultados dos testes, os autores perceberam que os picos de DPs surgiram para níveis de tensões a partir de 30 kV no primeiro caso em que se tinha o isolamento em bom estado. Já para o segundo caso, eles observaram pulsos de DPs em tensões a partir de 10 kV. Não obstante, pôde-se observar que: (i) a condição do óleo, conforme esperado, é extremamente relevante para o surgimento de DPs; e (ii) quando a tensão está longe do nível de ruptura, o sinal da corrente é puro, isto é, sem distorções; porém, à medida que se aproxima do nível de ruptura, as DPs aparecem e causam distorções.

Desse modo, a respeito do método elétrico, os autores concluíram que ele pode ser usado para realizar testes de controle de qualidade em óleos dielétricos devido à precisão e elevada sensibilidade.

Tenbohlen, Beltle e Siegel (2017) apresentaram dois tipos diferentes de sensores UHF para a medição de DPs. Segundo os autores, o método UHF é vantajoso para o monitoramento *online* por não exigir determinadas capacidades do transformador, além de ser menos afetado por fontes de DPs externas associadas a diferentes efeitos como, por exemplo, o corona nos barramentos. Para a observação permanente dos dados de DPs, instalou-se um sistema de monitoramento UHF *online* por meio de uma válvula do tanque e registraram-se dados de tensões, correntes de carga, temperaturas de óleo / ambiente, vibrações mecânicas e gases dissolvidos.

Com isso, através de um processamento, o sistema pôde inferir a tendência do estado do isolamento. O estudo de caso apresentado ilustrou o monitoramento de DPs combinado com o monitoramento de gás. Os resultados mostraram que fontes de DPs são altamente voláteis e essa combinação de métodos é bastante útil visto a complementaridade de ambos.

Karmakar e Kalathiripi (2017) utilizaram a técnica de emissão acústica como uma ferramenta de monitoramento *online* das condições do isolamento de um transformador. Nos experimentos, utilizou-se uma célula de dielétrico para simular o sistema de isolamento do transformador, que foi submetida a níveis de tensão na faixa 0-30 kV. Os resultados obtidos com o método de emissão acústica mostraram que ele possui alta sensibilidade de monitoramento, proporciona grande capacidade de analisar a atividade da DP de forma eficiente e, além disso, é imune a interferências eletromagnéticas. Verificou-se ainda que o uso de vários sensores acústicos possibilita otimizar a localização das ocorrências de DPs.

Fuhr e Aschwanden (2017) destacaram a importância que os métodos confiáveis possuem nos processos de identificação e localização das descargas parciais em sistemas de isolamento de equipamentos de grande porte tais como transformadores de potência e geradores de energia. Nesta referência, os autores afirmam que os circuitos convencionais de detecção de DPs dados na norma IEC 60270 (IEC, 2010) podem ser aprimoradas em relação à susceptibilidade às interferências externas, o que pode fazer com que as medições não reflitam as condições reais do dispositivo monitorado. Dessa forma, é evidenciado que, dada a confirmação de pulsos de DPs dentro do isolamento, é necessário que técnicas mais avançadas sejam empregadas

para que se tenha uma análise mais precisa da identificação e localização das fontes de DPs.

Os autores utilizaram o esquema mostrado na Figura 4-26 para detectar DPs em ambiente laboratorial. Nesse esquema, sinais elétricos presentes no *tap* da bucha são extraídos para um osciloscópio e um analisador de espectro e, em seguida, enviados para um analisador de DPs que emprega uma técnica de análise de padrão de descargas parciais com os seguintes avanços: (i) discriminação eficiente entre pulsos de DPs e ruídos externos; (ii) discriminação entre diferentes fontes de DPs; e (iii) avaliação estatística dos sinais.

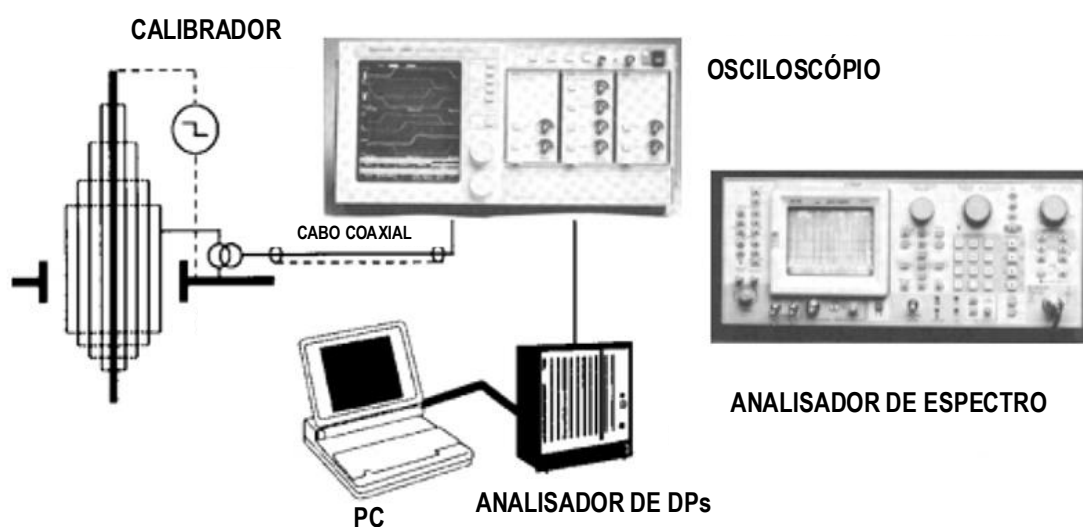


Figura 4-26 – Sistema avançado de detecção de DPs utilizado em (FUHR; ASCHWANDEN, 2017).

Fonte: Adaptado de (FUHR; ASCHWANDEN, 2017).

Meira *et al.* (2018) destacaram que os transformadores constituem um dos componentes mais importantes de um sistema elétrico e que as ações que buscam evitar danos a esse equipamento são vitais na manutenção da continuidade do serviço, uma vez que a detecção precoce de falhas permite planejar uma ação corretiva suficiente contra danos mais sérios. Nesse contexto, os autores reuniram e compararam sistematicamente os principais métodos de monitoramento e diagnóstico de transformadores e suas características referentes a implementação (*online* ou *offline*), grau de confiabilidade e principais vantagens.

Apesar da comparação dos benefícios de diferentes métodos de diagnóstico, o objetivo do trabalho é revisar as alternativas mais recentes que oferecem monitoramento contínuo e de baixo custo baseados em medições elétricas. Cada técnica é analisada em relação à sua capacidade de detectar falhas incipientes, à possibilidade de aplicação

em transformadores de isolamento a seco, à rapidez em identificar uma falha, ao custo de implementação e ao grau de confiabilidade, entre outras características.

A partir das análises os autores concluíram que muitas técnicas baseadas em grandezas elétricas ainda são recentes para substituir outras tradicionais, porém acrescentam que muitas delas apresentam grande potencial para complementar o desenvolvimento e as melhorias requeridas por planos de manutenção de transformadores de potência.

Firuzi *et al.* (2019a) ressaltaram que um dos principais mecanismos de falha em transformadores é a descarga parcial. Nesse cenário, apresentou-se um novo método de detecção de DPs através de uma abordagem para o monitoramento *online* de transformadores usando medição simultânea de DPs com as técnicas estabelecidas na IEC 60270 (IEC, 2010) e por meio da detecção de sinais de rádiofrequência (RF). Os autores destacaram que as medições simultâneas de DPs usando a norma IEC 60270 (IEC, 2010) e técnicas de RF são empregadas para explorar novos recursos que podem ser usados para distinguir DPs internas e interferências externas, bem como diferentes fontes internas de DPs.

Para validar a metodologia, dois estudos de caso foram realizados. No primeiro, uma fonte interna em paralelo com várias fontes externas de DPs foram introduzidas no transformador e os resultados mostraram a eficiência do método em distinguir as diferentes fontes de descargas parciais. Já no segundo estudo, três fontes de DPs são colocadas dentro de um tanque de transformador. Nesse caso, os resultados revelaram o potencial da metodologia para reconhecer as múltiplas fontes de descargas dentro do mesmo do tanque. Dessa forma, embora testado apenas em ambiente laboratorial, o trabalho apresenta a metodologia empregada como uma alternativa para a detecção e reconhecimento de fontes de DPs em transformadores.

Jalil *et al.* (2020) reconheceram a descarga parcial como uma das principais causas de falhas ocorrerem em equipamentos de alta tensão devido à quebra do sistema de isolamento, independentemente de os equipamentos serem antigos ou novos. Dessa forma, propõe-se nessa referência um sensor de sinais UHF para monitorar e detectar continuamente as DPs em estágios iniciais em transformador de potência. No esquema utilizado ressalta-se que o tamanho das antenas é o principal problema para instalar sensores UHF dentro do tanque do transformador e, desse modo, três tipos de antenas, dos tipos Moore, Hilbert e Peano fractal, são projetadas em dimensões adequadas para operar na faixa de 3 MHz a 3 GHz. Assim, definindo-se diferentes critérios de desempenho, apresentou-se a quarta ordem da antena fractal de

Hilbert como a melhor a ser considerada, dentre as avaliadas, para a detecção de DPs em transformadores na faixa de frequência de trabalho de 72 MHz a 2,77 GHz.

Subramaniam, Raman e Panda (2021) reproduziram sinais de DPs em um transformador para compreender a dinâmica de propagação dentro dos enrolamentos. Os pulsos de DPs foram gerados externamente com o transformador com e sem carga e três diferentes sensores foram utilizados para conduzir análises comparativas. São eles: de UHF, de tensão transitória para a terra (TEV, da sigla do inglês) e HFCT. Dessa forma, fizeram-se as seguintes considerações:

- O sinal de DP adquirido de HFCTs foi atenuado pelos enrolamentos do transformador, de modo que o sensor TEV foi capaz de capturá-lo com melhor qualidade do que o HFCT.
- O sensor UHF foi capaz de reproduzir as magnitudes das DPs, em relação à sua posição de fase, muito melhor do que seus correspondentes sensores TEV e HFCT considerando o transformador sem carga e com carregamento de 10, 50 e 100%.

Sharifinia *et al.* (2021) apresentaram um novo sensor de bobina de Rogowski altamente eficiente e econômico para monitoramento de DPs. O sensor consiste em uma placa de circuito impresso (PCB, da sigla do inglês) de forma plana e fina que pode ser instalada internamente ao transformador. Para avaliar o desempenho do sensor, um transformador de distribuição especialmente preparado (20/0,4 kV, 500 kVA) foi considerado e pulsos de calibração de descarga parcial foram injetados em diferentes locais do enrolamento deste transformador de modo a se verificar a viabilidade do sensor na aplicação de monitoramento.

Dos expostos acima pode-se notar que o método elétrico, até então, tem sido pouco tratado na literatura quando comparado com os métodos alternativos. Entretanto, como tal método possui potencial para apresentar medições precisas e constituir a filosofia de desenvolvimento de um sistema de monitoramento de baixo custo para transformadores, contribuindo tanto para a academia quanto para a indústria em relação aos diferentes modos de análises possíveis de uma DP, ele se torna o ponto de partida para o desenvolvimento do presente do trabalho, conforme é abordado no próximo capítulo.

Capítulo

5. Desenvolvimento de Sistema para Aplicação do Método Elétrico

5.1. Considerações Iniciais

O desenvolvimento deste trabalho busca viabilizar o monitoramento *online* de transformadores por meio do método elétrico para detecção de descargas parciais. Conforme previamente destacado na seção 4.4.1, o método em questão se destaca por sua alta sensibilidade e apresenta o benefício de permitir a calibração das medidas para que seja possível determinar com precisão a severidades das DPs identificadas.

O método elétrico permite a detecção de defeitos no isolamento por meio da aquisição de pulsos de corrente ou tensão nos terminais do objeto sob teste. Dado que este método é comumente empregado para aceitação de equipamentos em ambiente laboratorial por sua precisão e sensibilidade (XU *et al.*, 2016), adaptá-lo para o monitoramento *online* é uma tarefa a se alcançar para expandir a sua aplicabilidade e, ao mesmo tempo, manter seus benefícios, dentre os quais o principal é emitir um valor conhecido de DP através de calibrador e conseguir aferir este sinal. Portanto, há referência e mensuração da grandeza adquirida.

Dada esta contextualização, apresenta-se nas seções seguintes a estrutura do sistema de monitoramento desenvolvido, bem como detalhes do projeto de seus componentes.

5.2. Estrutura do Sistema de Monitoramento

Em termos de *hardware*, o sistema de monitoramento *online* é integrado por três unidades, conforme indicado na Figura 5-1. São elas: unidade de acoplamento; unidade de aquisição; e unidade de processamento de dados e comunicação, sendo as duas últimas alocadas dentro de um painel que é fixado ao tanque do transformador.

A unidade de acoplamento consiste em um dispositivo (acoplador) que se conecta diretamente ao *tap* capacitivo da bucha do transformador para extrair os sinais de alta frequência a serem posteriormente processados para identificar a existência de descargas parciais. Neste acoplador, a impedância Z_m , conforme introduzido previamente na seção 4.4.1, é alocada em paralelo com um circuito de proteção que é projetado para garantir a integridade da bucha em situações extremas, como impulsos atmosféricos nos terminais do transformador. Isto significa que o esquema de proteção atua aterrando o *tap* imediatamente em caso de situações de risco ao acoplador, evitando danos à bucha e às unidades de aquisição e processamento de dados e comunicação.

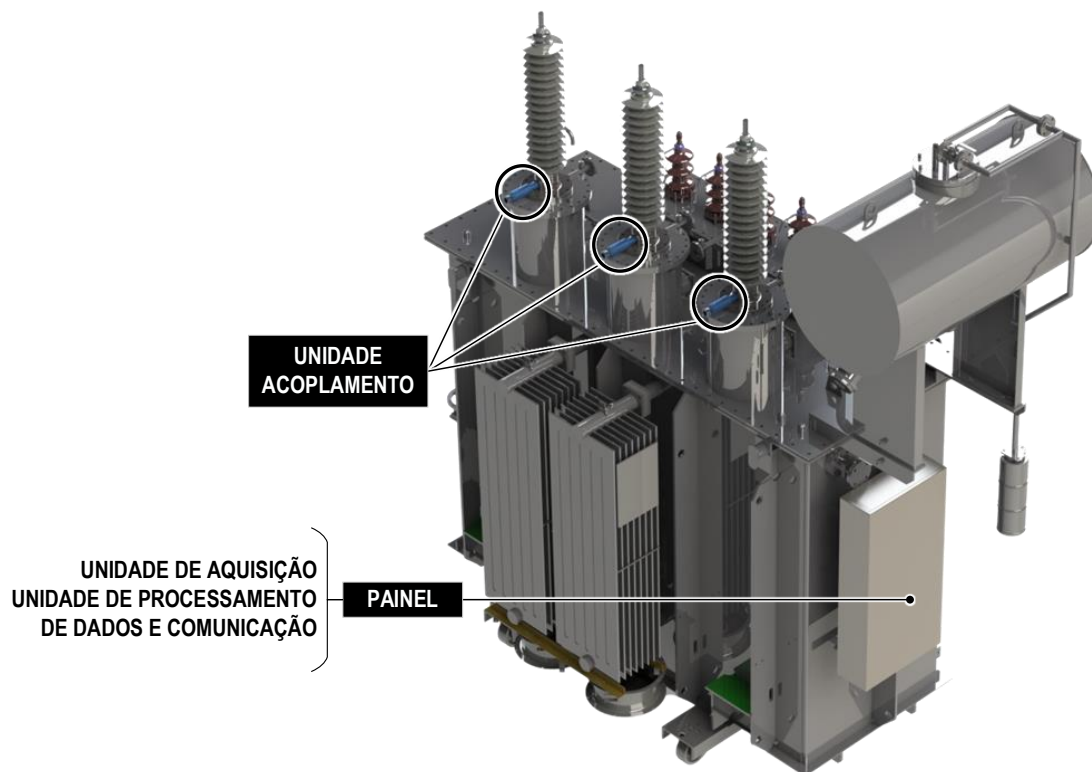


Figura 5-1 – Estrutura do sistema de monitoramento.

A unidade de aquisição é projetada para realizar a conversão analógico-digital (A/D) dos sinais obtidos do *tap* e enviá-los para a unidade de processamento e comunicação de dados. Na prática, esta unidade é composta por um osciloscópio com frequência e especificações de resolução vertical e taxa de amostragem suficientes para preservar as informações de uma descarga parcial.

A unidade de processamento de dados e comunicação, por sua vez, é utilizada para identificar e quantificar as descargas parciais de acordo com o nível de carga aparente, em *picocoulomb*, conforme estabelece a IEC 60270 (IEC, 2010). Assim, uma vez obtido o valor de carga aparente, pacotes de dados são organizados e enviados para o sistema de supervisão, controle e aquisição de dados (SCADA) da concessionária ou extraídos diretamente das portas de saída desta unidade.

Na Figura 5-2, a seguir, é apresentado um esquemático das atribuições de funcionalidades das unidades que compõem o sistema de monitoramento.

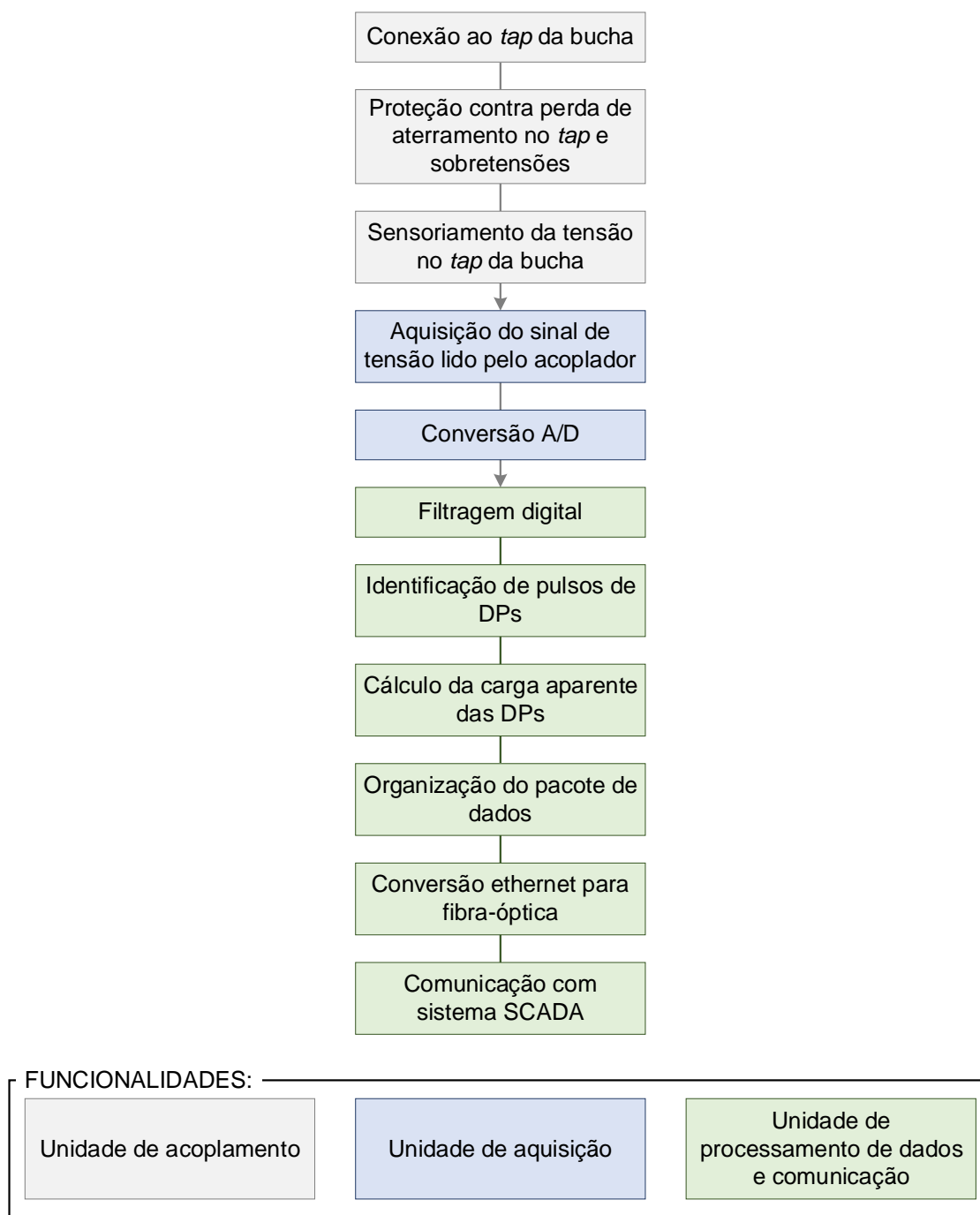


Figura 5-2 – Funcionalidades das unidades do sistema de monitoramento.

5.3. Acopladores de Buchas Condensivas

O acoplador é o dispositivo a partir do qual o sinal fase-terra no isolamento da bucha é capturado por meio do *tap* capacitivo. A tensão no *tap* é diretamente associada à capacitância formada pelas camadas condutoras separadas entre si por papel impregnado em óleo, de modo que tal tensão pode refletir diversos eventos internos ao tanque devido à conexão direta da bucha ao enrolamento e aos acoplamentos internos do circuito do transformador. Essa particularidade do *tap* evidencia, portanto, a

capacidade desse terminal de fornecer informações relevantes sobre eventos de descarga parcial, o que justifica o desenvolvimento do acoplador para sensoriar a ocorrência de DPs em um transformador.

Quando o acoplador se conecta ao *tap*, em um esquema conforme ilustrado na Figura 5-3, é estabelecido um circuito equivalente, mostrado na Figura 5-4, onde C_1 e C_2 são as capacitâncias internas da bucha (conforme definido na seção 2.5.6), e C_k é o capacitor que constitui a impedância de medição do acoplador. Dessa forma, pode-se observar que C_k estabelece um divisor de tensão com as capacitâncias C_1 e C_2 , o que possibilita a medição de tensão no *tap* a um nível adequado ao funcionamento dos canais de medição.

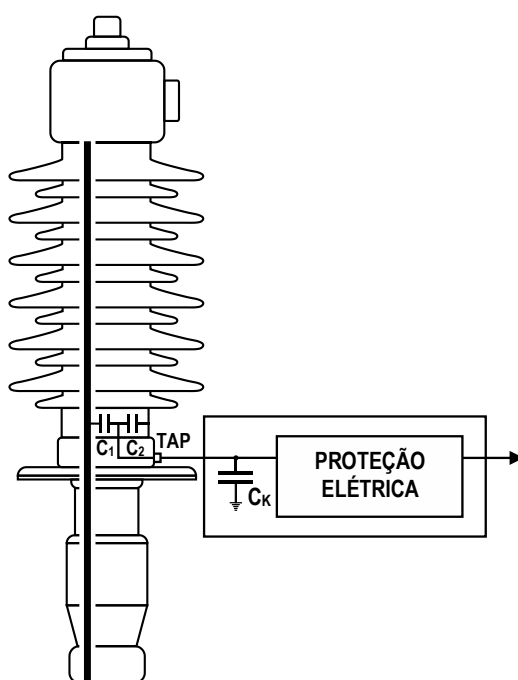


Figura 5-3 – Esquema de conexão do acoplador à bucha.

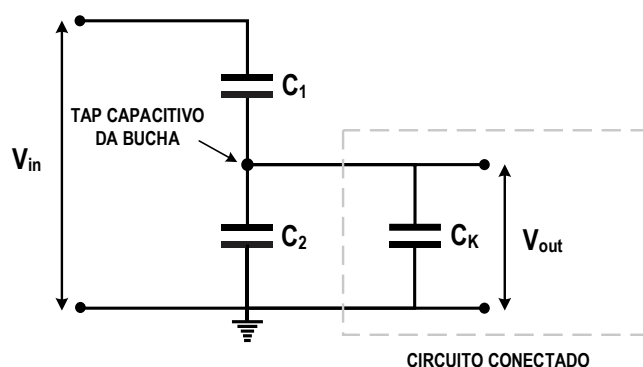


Figura 5-4 – Divisor de tensão estabelecido pelas capacitâncias internas da bucha e pelo acoplador.

Fonte: Adaptado de (ABB, 2019).

Uma vez reconhecidas as características do *tap* que possibilitam a extração de eventos de DPs por meio de conexão a este terminal, desenvolveu-se, neste trabalho, o acoplador ilustrado na Figura 5-5. Tal acoplador é construído dentro de um invólucro metálico e conta com uma sonda que leva o sinal de tensão no *tap* diretamente para o capacitor de acoplamento. A conexão ao *tap* se dá pelo terminal roscado da própria bucha, conforme mostra a Figura 5-6, em substituição à tampa padrão. Uma característica importante desta conexão é que ela garante que o acoplador seja aterrado no mesmo potencial da bucha e, conseqüentemente, do transformador.

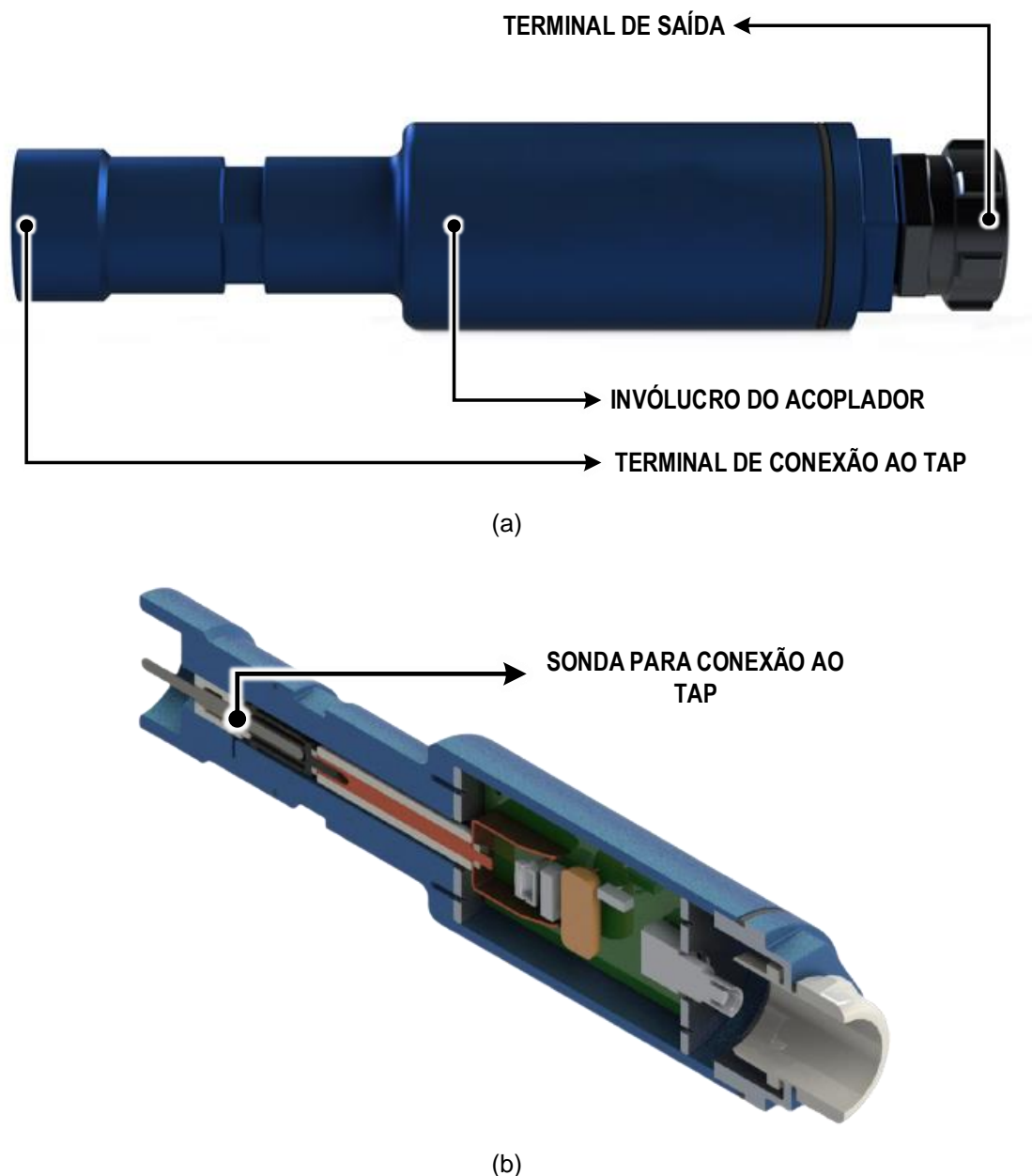


Figura 5-5 – Acoplador para extração da tensão fase-terra do *tap* de buchas condensivas.



(a)



(b)

Figura 5-6 – Terminal de *tap* em buchas condensivas. (a) Com tampa para aterramento. (b) Sem tampa para aterramento.

5.3.1. Projeto do Acoplador

A. Características Elétricas

Internamente, o dispositivo de acoplamento possui um circuito interno implementado em uma PCB, conforme mostrado na Figura 5-7, onde o sinal do *tap* é coletado e transferido para a unidade de aquisição. Este circuito, representado na Figura 5-8, é composto por C_k e sistemas de proteção classificados como primário e secundário que são projetados para disparar coordenadamente em caso de surtos. O sistema de proteção é integrado por um centelhador (*CT*) e diferentes modelos de tiristores de

proteção ($TH1$, $TH2$ e $TH3$) e foi projetado para garantir a integridade do sistema de monitoramento e do ativo monitorado em duas situações específicas. São elas:

- Surto atmosférico ou de manobra sem danos a C_k : nesse caso, os dispositivos de proteção devem atuar para impedir que a sobretensão atinja o sistema de medição e danifique-o.
- Surto atmosférico ou de manobra com danos a C_k : caso haja o rompimento de C_k , o *tap* capacitivo da bucha monitorada ficaria sem conexão ao sistema de aterramento, ou seja, flutuando. Essa situação geraria um elevado gradiente de tensão ao conector do *tap* e, certamente, poderia causar uma explosão e, conseqüentemente, danificar o ativo permanentemente. Logo, para evitar que esse cenário ocorra, é necessário que o centelhador ou o tiristor $TH3$ atue rapidamente.

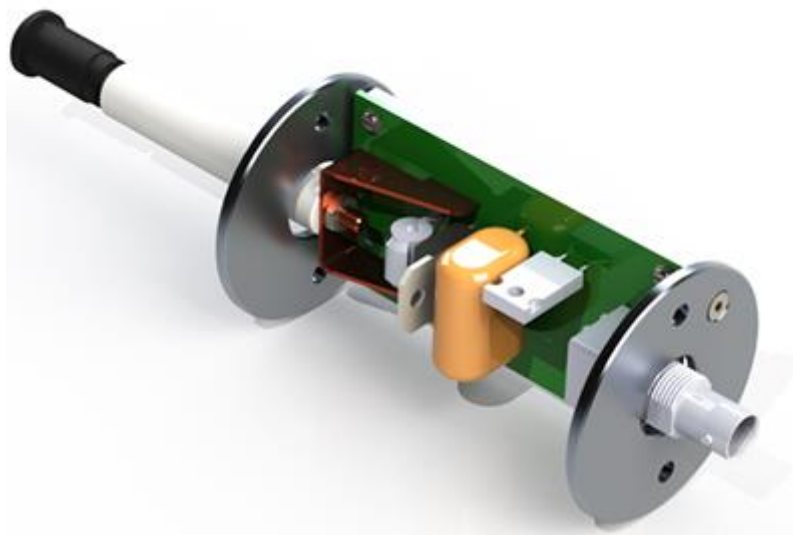


Figura 5-7 – PCB interna do acoplador.

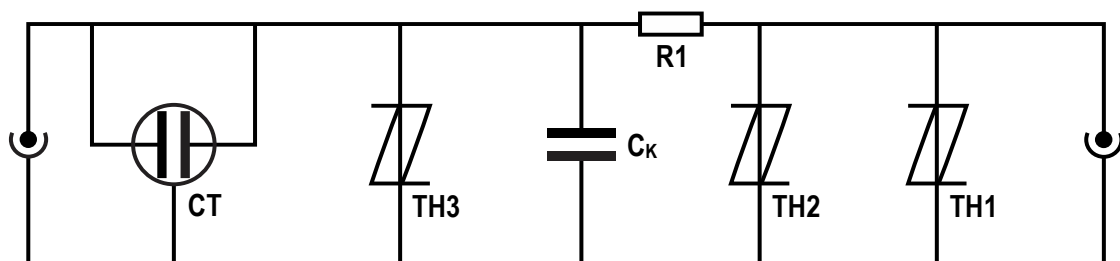


Figura 5-8 – Circuito implementado em PCB.

No desenvolvimento deste projeto, C_k é um capacitor de poliéster de $3,3 \mu\text{F}$ e 250 V de tensão nominal que, ao ser combinado com os valores de capacitância da bucha ABB GOB 650-1250, dados na Tabela 5-1, forma um divisor de tensão cuja

relação de transformação (R_T) é obtida conforme (5.1). Cabe ressaltar que esse modelo de bucha é considerado como referência porque corresponde ao modelo empregado na maioria dos transformadores de potência classe 138 kV a que este projeto será aplicado. Entretanto, tal referência não impede o uso do acoplador em outros modelos de buchas.

Tabela 5-1 – Valores das capacitâncias internas da bucha ABB modelo GOB 650-1250.

C_1	292 pF
C_2	584 pF

$$R_T = \frac{V_{in}}{V_{out}} = \frac{C_1 + (C_2 + C_K)}{C_1} = \frac{292 \times 10^{-12} + (584 \times 10^{-12} + 3,3 \times 10^{-6})}{292 \times 10^{-12}} = 11.304 \quad (5.1)$$

A partir de (5.1) observa-se que o divisor estabelecido pelo acoplador e pelas capacitâncias C_1 e C_2 produz, nos terminais de entrada do sistema de medição, uma tensão de cerca de 11.300 vezes inferior ao valor de tensão fase-terra na bucha. Isto significa, portanto, que em uma operação com tensão fase-terra nominal de 79,7 kV, é produzida sobre C_k uma tensão de 7,05 V, valor que é adequado para os canais de medição utilizados. Destaca-se que essa relação do divisor é importante porque garante também a integridade do medidor para o caso de ocorrência de surtos atmosféricos, situação que foi testada laboratorialmente.

Em relação à proteção elétrica, tem-se que o esquema primário do acoplador, formado pelos tiristores $TH1$ e $TH2$, foi projetado com base na máxima tensão suportada pela bucha (170 kV) que, por sua vez, gerará no acoplador uma tensão de 15,04 V. Assim, considerando esses dados, o tiristor $TH1$ foi especificado para atuar a partir de uma tensão de 15 V. Já o tiristor $TH2$ foi selecionado para atuar como uma proteção de retaguarda do tiristor $TH1$ a uma tensão a partir 30 V. Vale mencionar que $TH1$ e $TH2$ possuem uma corrente nominal de impulso atmosférico ($8 \times 20 \mu s$) de 400 e 2.500 A, respectivamente.

A proteção secundária, por sua vez, composta pelos tiristor $TH3$ e pelo centelhador, foi projetada para impedir o rompimento do capacitor de acoplamento, situação que pode ocorrer para sobretensões acima de 250 V. Dessa forma, o tiristor $TH3$ foi especificado com uma tensão de 140 V e corrente de impulso nominal de 5 kA. Já o centelhador, que funciona como dispositivo de proteção de *backup* de $TH1$, é especificado com uma tensão 250 V e corrente de impulso nominal de 40 kA.

Na Tabela 5-2, apresentam-se os valores de tensão e corrente de impulso nominal dos dispositivos de proteção utilizados na PCB do acoplador. É importante observar que, para permitir maior confiabilidade ao projeto, tanto na proteção primária

quanto na secundária, foram utilizados dispositivos de diferentes fabricantes. Adicionalmente, vale destacar que a proteção da PCB foi projetada com tiristores de proteção e centelhador porque os primeiros possuem uma resposta rápida contra surtos e, quando danificados, entram em estado de curto-circuito permanente. Já o segundo foi escolhido para compor o acoplador em razão da possibilidade de valores nominais de tensão e corrente de impulso mais elevados.

Tabela 5-2 – Especificações dos dispositivos de proteção do acoplador.

Dispositivo	Tensão de Operação (V)	Corrente Nominal de Impulso Atmosférico - $8 \times 20 \mu\text{s}$ (A)
TH1	15	400
TH2	30	2.500
TH3	140	5.000
CT	250	40.000

Um ponto importante do projeto consiste em garantir que o circuito de acoplamento não cause atenuações no sinal capturado da bucha. Assim, considerando as capacitâncias dos dispositivos de proteção e do cabeamento de saída do acoplador, mostrados na Tabela 5-3, pode-se construir o circuito equivalente conforme ilustra a Figura 5-9 para analisar a característica da função de transferência do acoplador. É válido destacar que, na Figura 5-9, considerou-se que o cabo que vai até o sistema de medição possui 5 metros de comprimento e resistência equivalente de $1,6 \Omega/\text{m}$.

Tabela 5-3 – Capacitância equivalente dos dispositivos de proteção do acoplador e do cabeamento para unidade de aquisição.

Dispositivo	Capacitância
TH1	72pF
TH2	150pF
TH3	650pF
CT	2pF
Cabo	101pF/m

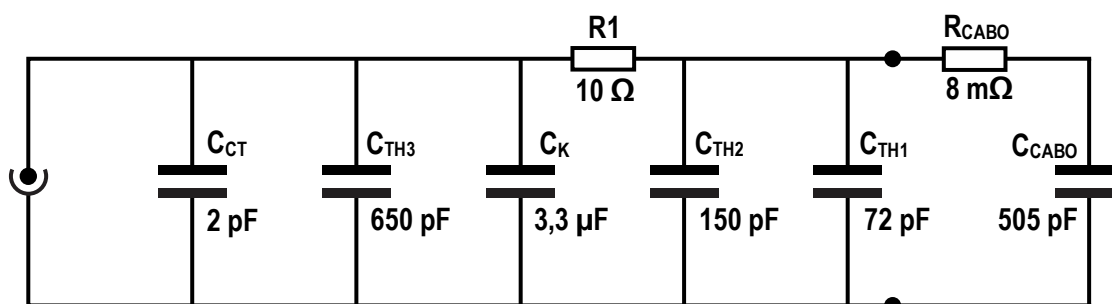


Figura 5-9 – Circuito do acoplador modelado pelas capacitâncias equivalentes.

Considerando o circuito da Figura 5-9, mostra-se na Figura 5-10 o diagrama de Bode da amplitude da saída do acoplador. Como pode-se observar através do diagrama, o ponto de -3 dB, a partir da qual ocorrem significativas atenuações em um sinal, ocorre

a uma frequência muito elevada, superior às esperadas para a detecção elétrica das descargas parciais. Desse modo, pode-se notar que o acoplador garante a não atenuação dos eventos de DPs a partir do sinal capturado do *tap*.

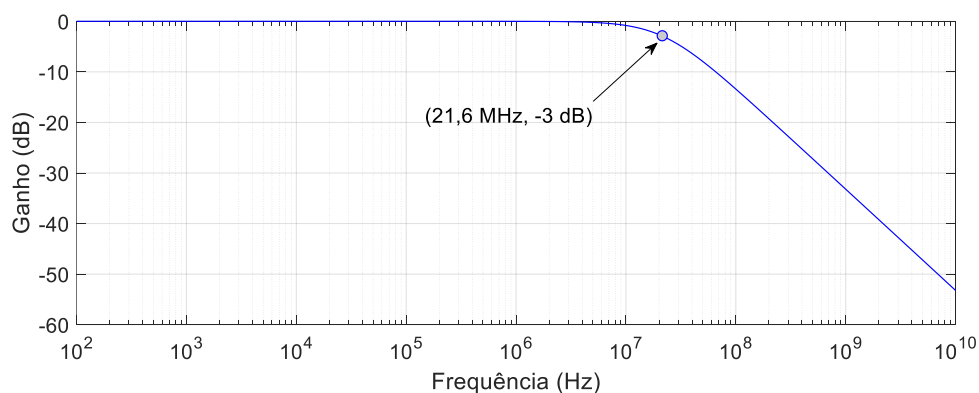


Figura 5-10 – Diagrama de Bode do circuito equivalente do acoplador.

B. Aspectos de Projeto Mecânico

O projeto mecânico do acoplador foi desenvolvido para permitir o acoplamento direto ao *tap* de buchas condensivas e garantir a mínima manutenção e condições operacionais adequadas quando expostas ao ambiente. Para atender a esses requisitos, pontos importantes relacionados à vibração, temperatura de operação e proteção contra umidade são levados em consideração.

A vibração é um problema inevitável porque o dispositivo de acoplamento se conecta diretamente à bucha. Esta situação pode causar distúrbios na aquisição do sinal, porém, uma vez que este dispositivo é aterrado com o mesmo potencial de terra do transformador, esse problema pode ser superado.

Lidar com a temperatura operacional exigida para aplicação em campo, é essencial para que o dispositivo em questão seja capaz de operar adequadamente. Portanto, uma tarefa importante deste trabalho foi selecionar componentes internos e externos que suportam uma operação contínua a, pelo menos, 50°C.

Quanto à umidade, deve-se observar que esta pode causar degradação das camadas isolantes da bucha durante a conexão do acoplador ao *tap* caso não haja estanqueidade (WANG *et al.*, 2019; MIKULECKY; STIH, 2013). Por esse motivo, todas as juntas do acoplador foram totalmente vedadas com anéis de borracha (*O-rings*), conforme mostrado na Figura 5-11. Esse aspecto construtivo foi fundamental para garantir grau de proteção IP-67 ao acoplador.

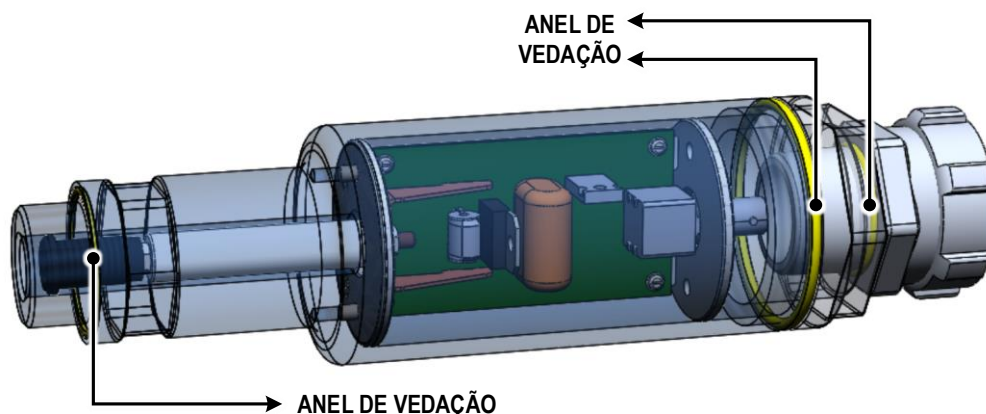


Figura 5-11 – Anéis de vedação no acoplador.

5.4. Unidade de Aquisição

A unidade de aquisição é uma parte fundamental do sistema de monitoramento, dado que através dela os dados capturados da bucha devem passar por processos de conversão A/D e amostragem eficientes, isto é, que não provoquem quaisquer tipos de degradação nas informações coletadas pelos acopladores. Esse aspecto é especialmente importante para a detecção de descargas parciais, que ocorrem em intervalos de tempo extremamente curtos a elevadas faixas de frequência (CHAKRAVORTI; DEY; CHATTERJEE, 2013).

Nesse contexto, o sistema de aquisição utilizado neste trabalho é composto por um osciloscópio de alto desempenho que permite leitura simultânea dos três acopladores conectados às buchas de AT do transformador, em um esquema conforme ilustra a Figura 5-12, e cujas especificações satisfazem amplamente requisitos técnicos chave. Por exemplo, a respeito da taxa amostragem, o sistema de aquisição funciona com uma frequência de amostragem de 2,5 GSa/s, o que corresponde a um período de amostragem de 0,4 μ s, valor suficiente para detectar os picos de curta duração esperados para uma DP.

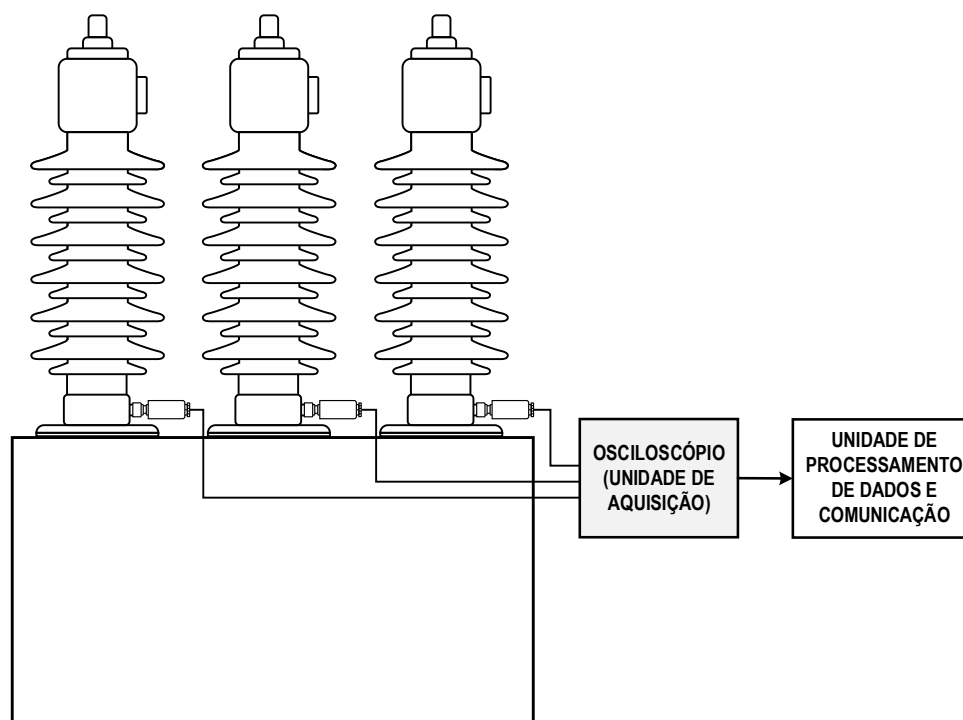


Figura 5-12 – Identificação da unidade de aquisição no esquemático do sistema de monitoramento.

Outra característica importante trata-se da resolução vertical de 10-bits obtida da conversão A/D. Isso resulta em uma forma de onda digital mais nítida, ou seja, com mais detalhes. Dessa forma, dado que as DPs possuem amplitude relativamente baixas quando comparado ao sinal coletado da bucha, essa capacidade de resolução vertical permite maior sucesso na identificação dos picos das descargas, fato que é importante para o cálculo da carga aparente, conforme se descreve na seção 5.5.1.

Vale ainda destacar que o sistema de aquisição aplicado a este desenvolvimento permite uma banda larga de leitura de até 200 MHz. Assim, uma vez que as descargas parciais ocorrem em faixa de frequência elevadas (normalmente até uma ou poucas dezenas de *megahertz*), essa largura de banda é claramente suficiente para a detecção das DPs.

Um resumo das especificações da unidade de aquisição do sistema de monitoramento é dado na Tabela 5-4.

Tabela 5-4 – Especificações da unidade de aquisição.

Frequência de amostragem	2,5 GSa/s
Resolução vertical	10 bits
Canais de entrada simultâneas	3
Banda de leitura	Até 200 MHz
Temperatura de operação	0°C – 50°C

5.5. Unidade de Processamento de Dados e Comunicação

A unidade de processamento de dados e comunicação consiste em um conjunto formado por *software* instalado em um computador industrial e dispositivos que formam uma interface para transporte dos dados. Desse modo, tal unidade, ao receber os dados da precedente unidade de aquisição é responsável por gerar informações úteis a respeito dos eventos de DPs e repassá-las em tempo real para o centro de operação da distribuição.

No desenvolvimento deste trabalho, a comunicação é realizada por meio do protocolo DNP 3 (*distributed network protocol version 3.0*) para que os dados sejam integrados ao sistema SCADA da concessionária proprietária do ativo monitorado. Para estabelecer essa comunicação, aplicou-se como interface física a saída RJ-45 do computador, que é levada via cabo até um *hardware* conversor RJ-45 para fibra óptica. Esses dois dispositivos (computador e conversor) são localizados dentro do próprio painel que integra o sistema de monitoramento.

Uma vez realizada a conversão RJ-45 para fibra óptica, os sinais processados são levados até a *switch* da casa de controle da subestação, a partir do qual são integralizados à rede intranet da concessionária. Um esquemático dos processos descritos é mostrado na Figura 5-13.

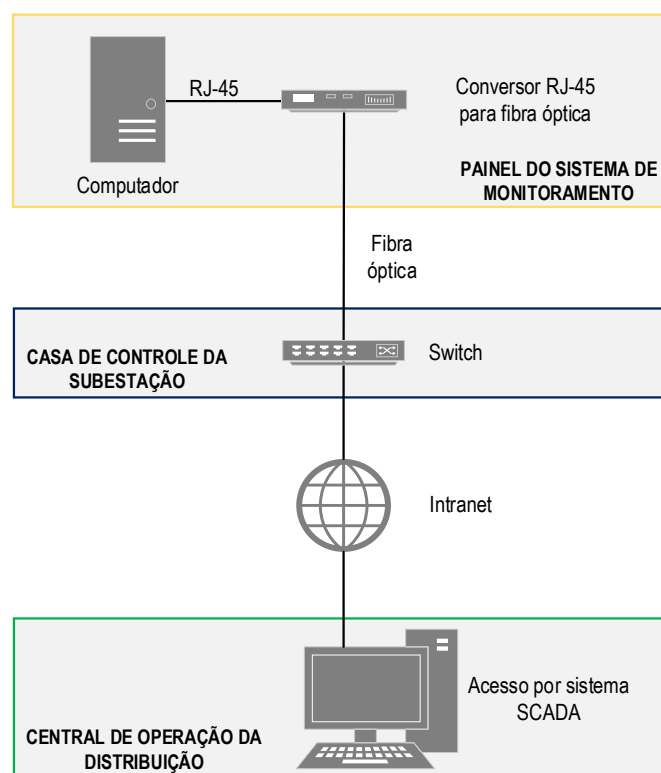


Figura 5-13 – Esquemático da unidade de processamento de dados e comunicação.

5.5.1. Software para Cálculo das Descargas Parciais

A medição das descargas parciais detectadas é realizada via *software* instalado no computador industrial que compõe o sistema de monitoramento nas subestações. Esse *software* é responsável por receber, do osciloscópio que compõe a unidade de aquisição, o sinal extraído do *tap*, já amostrado, calcular as descargas parciais e enviar os valores de carga aparente ao servidor da concessionária de energia.

A. Metodologia

Antes de proceder o cálculo das DPs, vale observar que a tensão aquisitada do osciloscópio representa o sinal disponível no *tap* durante o monitoramento *online* e, assim, tal sinal é composto por diferentes componentes que, além das descargas parciais, incluem a tensão à frequência fundamental (60 Hz) do sistema de potência, sinais harmônicos e os ruídos existentes na subestação. Essas três últimas componentes são indesejadas no cálculo de DPs e, portanto, devem ser eliminadas por meio de filtros.

Reconhecida essa situação, implementou-se no algoritmo de cálculo das DPs uma rotina de filtragem digital por meio do filtro Butterworth passa-banda, que se caracteriza por possuir resposta em magnitude maximamente plana na banda de passagem (OPPENHEIM; SCHAFER, 2013). Deve-se ressaltar que, embora o tipo de filtro aplicado seja previamente definido, as frequências de corte inferior e superior, bem como a ordem, que são dados de entrada para a parametrização do filtro, são definidas *in loco* de acordo com o nível de ruído presente na subestação.

Uma vez realizada a filtragem, o sinal resultante passa a ser composto apenas pelas descargas parciais e por alguns ruídos cujas frequências são próximas às das DPs. Desse modo, é proposta nesta metodologia uma rotina responsável por diferenciar as descargas dos ruídos por meio de um *trigger* (γ) que consiste em um valor de amplitude a partir do qual um ruído não ultrapassa. Vale destacar que para garantir maior precisão do *trigger*, esse parâmetro é obtido durante a calibração em campo do sistema de monitoramento, situação onde é possível definir com maior clareza as características dos sinais espúrios presentes.

A vantagem desta proposta é que, através do *trigger*, os picos de DPs podem ser identificados por meio da comparação entre os picos do sinal aquisitado com um valor pré-estabelecido. Para sinais muito ruidosos, certamente essa técnica não seria útil porque a amplitude dos ruídos poderia ser excessivamente elevada. Porém, no caso

desta metodologia, tal situação não ocorre porque o filtro Butterworth aplicado previamente garante a remoção de grande parte do sinal indesejado.

Nesse sentido, evidenciam-se duas principais vantagens da metodologia aplicada. A primeira refere-se ao fato de que, como os picos de DPs são identificados por comparação, não há possibilidade de o sinal medido ser atenuado. Essa situação, no entanto, não poderia ser totalmente garantida caso, por exemplo, um novo filtro passa-banda com faixa de passagem muito curta fosse utilizado em cascata com o filtro anterior para eliminar ruídos remanescentes. Já a segunda vantagem relaciona-se ao baixo custo computacional da rotina implementada. Isso é possível porque a aplicação do *trigger* para detectar os picos de DPs não requer a transformação do sinal para o domínio da frequência ou operações de convolução. Como consequência, todo o processamento realizado no computador industrial é executado mais rapidamente. Esse aspecto é especialmente importante para o monitoramento *online*, como é o caso de aplicação deste trabalho.

Matematicamente, o *trigger* é obtido da seguinte forma:

$$\gamma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (u - u_{\mu})^2} + 0,5 \times u_{m\acute{a}x} \quad (5.2)$$

onde:

- u : sinal adquirido do *tap* da bucha;
- u_{μ} : valor médio de u ;
- $u_{m\acute{a}x}$: valor de pico de u ;
- N : quantidade de amostras de x . Nesta metodologia, foram consideradas 230.000 amostras.

Com o valor de *trigger* determinado, os picos de DPs são definidos como sendo os valores de pico entre duas passagens por zero, desde que estes sejam superiores a γ , conforme ilustra a Figura 5-14.

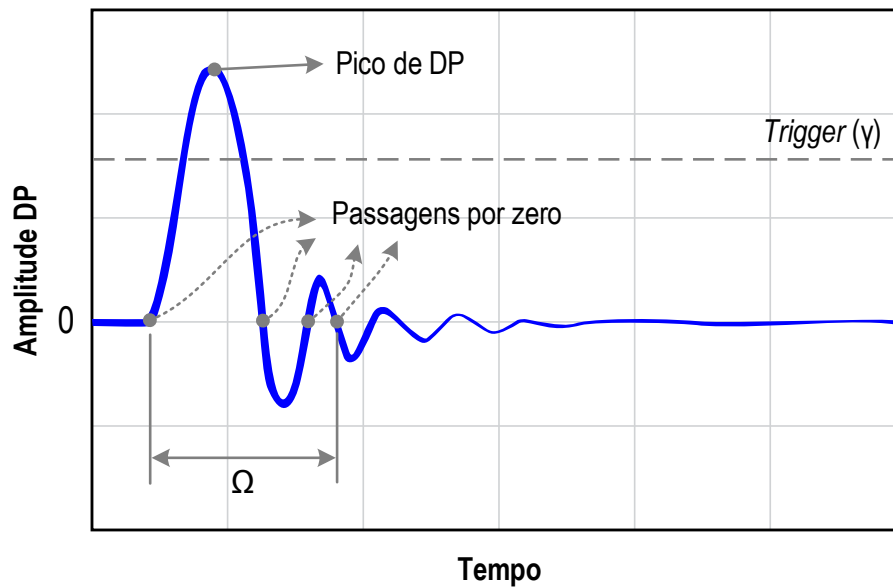


Figura 5-14 – Identificação do pico de uma descarga parcial.

A partir da identificação dos picos de DPs, a respectiva carga aparente é calculada por integração numérica, por meio da equação seguinte:

$$q_{dp} = \frac{R_T}{2\pi f C_k} \sum_{\Omega} u_n \Delta n \quad (5.3)$$

onde:

- R_T : ganho referente à relação de transformação do divisor de tensão estabelecida pelo acoplador e pelas capacitâncias internas da bucha condensiva, conforme definido em (5.1);
- f : frequência de operação do ativo monitorado;
- Ω : intervalo entre a primeira passagem por zero antes do pico de DP e a terceira passagem por zero após este pico;
- u_n : é a tensão dentro de um passo de integração Δn .

É importante destacar que o cálculo das DPs é realizado a cada 5 (cinco) minutos e o *software* só inicia o processo caso as oscilações se constituam de forma subsequente, gerando uma área de dissipação de energia. Tal método foi empregado porque a presença de cabos coaxiais e a alta impedância do sistema de medição podem gerar múltiplas reflexões para sinais de alta frequência.

B. Fluxograma

O procedimento computacional da metodologia implementada pode ser visto no fluxograma mostrado na Figura 5-15.

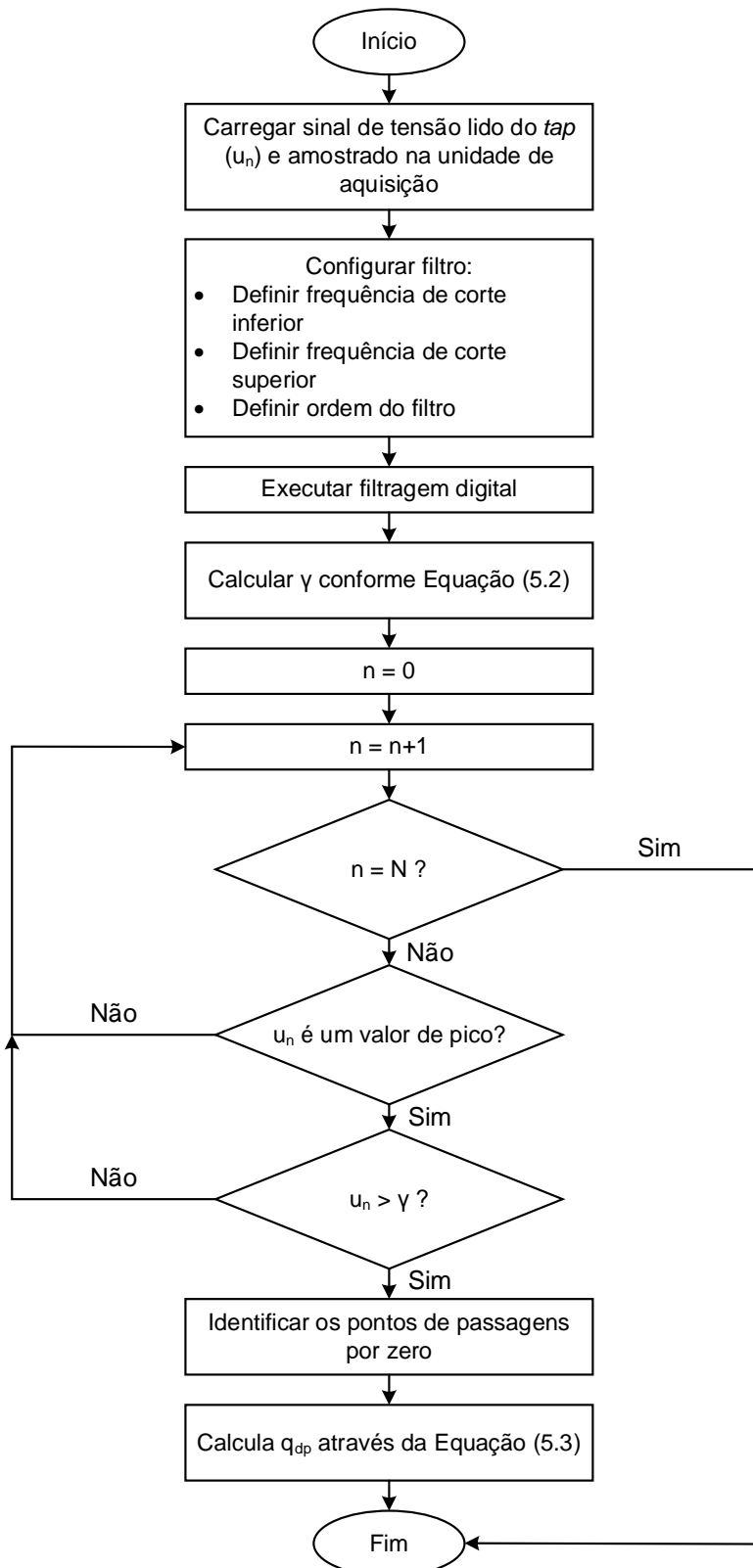


Figura 5-15 – Fluxograma para cálculo da descarga parcial.

5.5.2. Integralização de Dados com Sistema SCADA

A integralização remota e automática de informações entre um dispositivo sensor em uma subestação e o sistema SCADA dos centros de controle de uma concessionária de energia elétrica constitui uma das principais tarefas na implementação de um sistema de monitoramento *online*. Historicamente, tal integralização foi desenvolvida a partir de protocolos de comunicação proprietários, entretanto, no cenário atual, é prática a utilização de protocolos abertos como é o DNP 3 ou de padrões que visam a implementação dos sistemas de automação de subestações (SAS), como o padrão IEC 61850.

Especificamente neste desenvolvimento, os dados monitorados são integralizados via DNP 3 em função deste ser o protocolo padrão para comunicação remota entre os dispositivos de uma subestação e o sistema SCADA utilizado pelo Grupo Energisa. A vantagem da utilização do DNP 3 é que este, por ser um protocolo aberto, possibilita a interoperabilidade entre equipamentos. Isto significa, por exemplo, que uma concessionária pode, além de monitorar informações em tempo real, implementar esquemas de proteção e controle utilizando diferentes dispositivos de diferentes fabricantes.

A. Fundamentos do Protocolo DNP 3

O DNP 3 é fundamentado no modelo de rede conhecido como EPA (do inglês: *enhanced performance architecture*) que, por sua vez, consiste em uma simplificação do modelo tradicional OSI (do inglês: *open system interconnection*) utilizado em redes de computadores. Essa simplificação consiste na omissão de algumas camadas de alto nível do modelo OSI, que é uma necessidade dos sistemas SCADA (CLARKE; REYNDERS; WRIGHT, 2004).

Nesse sentido, apresenta-se na Figura 5-16 a arquitetura de camadas que integram o DNP 3 e como elas funcionam no envio de informações do sistema de monitoramento tema deste trabalho.

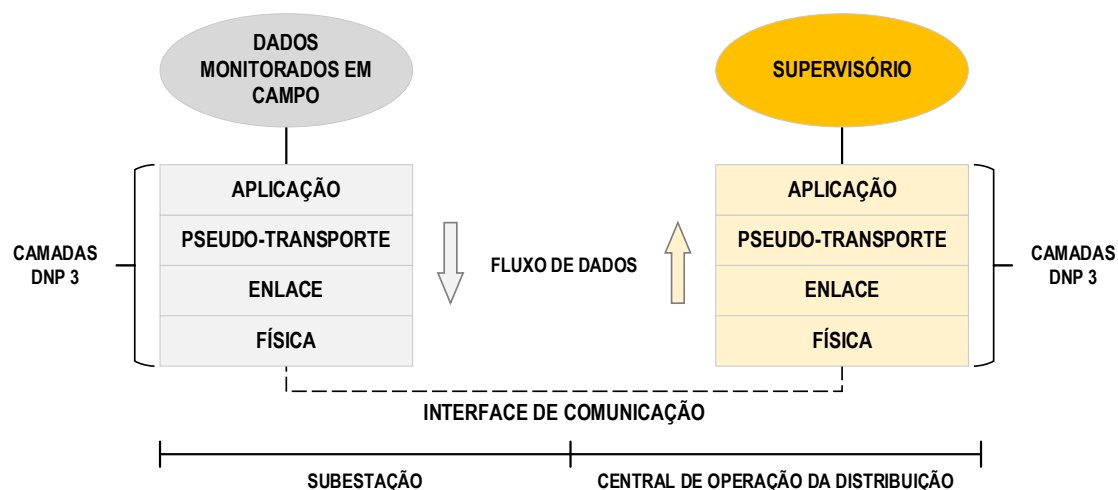


Figura 5-16 – Arquitetura da comunicação via DNP 3.

No esquema da Figura 5-16, a camada física é o meio físico pelo qual os dados são transmitidos. Neste nível, o elemento de dados é essencialmente o *bit*. As características da interface física são definidas, principalmente, em termos da interface de comunicação e da temporização configurada que, neste trabalho, são dadas por condutores padrão RJ-45 e fibra óptica (conforme representado na Figura 5-13) e por intervalos regulares de 5 (cinco) minutos, respectivamente.

A camada de enlace fornece transmissão confiável de dados através do meio físico. Enquanto a camada física se preocupa com a passagem de um sinal, a camada de enlace se preocupa com a passagem de grupos de dados. Esses grupos são chamados de pacotes. As funções fornecidas pela camada de enlace incluem controle de fluxo e detecção de erros.

A camada de pseudo-transporte está incluída no DNP 3 para permitir a transmissão de blocos de dados maiores do que aqueles tratados em camadas inferiores. As funções dessa camada estão relacionadas ao roteamento e controle de fluxo dos pacotes de dados, incluindo a desmontagem e remontagem de pacotes, além da correção de erros.

A camada de aplicação, por sua vez, se caracteriza por fornecer serviços a *softwares* de alto nível, sendo o nível onde dados são gerados ou requisitados para envio. Além disso, esta camada se destaca por fazer interface com os níveis inferiores para receber os pacotes transmitidos.

B. Variáveis Integralizadas ao Sistema SCADA

Descreve-se na Tabela 5-5, a seguir, as variáveis processadas e enviadas, via protocolo DNP 3 para o sistema SCADA, a partir do sistema de monitoramento de descargas parciais.

Tabela 5-5 – Variáveis enviadas para sistema SCADA.

Variável	Descrição
ID	Identificação do transformador monitorado
MAX_POSITIVE_A	Máxima descarga parcial positiva na fase A, em μC
MAX_NEGATIVE_A	Máxima descarga parcial negativa na fase A, em μC
RMS_A	Valor de tensão RMS lido no <i>tap</i> da bucha da fase A
MAX_POSITIVE_B	Máxima descarga parcial positiva na fase B, em μC
MAX_NEGATIVE_B	Máxima descarga parcial negativa na fase B, em μC
RMS_B	Valor de tensão RMS lido no <i>tap</i> da bucha da fase B
MAX_POSITIVE_C	Máxima descarga parcial positiva na fase C, em μC
MAX_NEGATIVE_C	Máxima descarga parcial negativa na fase C, em μC
RMS_C	Valor de tensão RMS lido no <i>tap</i> da bucha da fase C
PHASE_1_2	Defasagem angular entre a tensão no <i>tap</i> das buchas das fases A e B
PHASE_2_3	Defasagem angular entre a tensão no <i>tap</i> das buchas das fases B e C
PHASE_3_1	Defasagem angular entre a tensão no <i>tap</i> das buchas das fases C e A

A partir dos dados integralizados, mostra-se Tabela 5-6 as potenciais aplicações das variáveis de envio do sistema de monitoramento. Algumas delas são apresentadas no Capítulo 6.

Tabela 5-6 – Potenciais de análise a partir das variáveis de envio.

Variável	Potencial de Análise
MAX_POSITIVE_X MAX_NEGATIVE_X POSITIVE_DISCHARGES_X NEGATIVE_DISCHARGES_X	Descargas parciais resolvidas no tempo; Descargas parciais resolvidas na fase; Dispersão das descargas parciais no isolamento; Diagnósticos com base no padrão de ocorrência (conforme IEEE Std. C57.113–1991)
RMS_X PHASE_1_2 PHASE_2_3 PHASE_3_1	Verificação de alteração das camadas capacitivas do isolamento das buchas; Aferição de fator de potência, capacitância e $\tan \delta$ em buchas

Capítulo

6. Aplicações e Resultados

6.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo apresentam-se os resultados da aplicação do sistema de monitoramento de descargas parciais desenvolvido no presente trabalho. Tais resultados foram avaliados em duas situações: primeiramente, em ambiente laboratorial e, após, em campo, com transformadores em serviço.

Em ambiente laboratorial, conforme tratado na seção 6.2, diferentes ensaios foram conduzidos com o objetivo de avaliar, principalmente, se os acopladores projetados podem causar algum dano às buchas do transformador e, conseqüentemente, levá-lo a falhas graves. Os ensaios, portanto, serviram como um pré-requisito para as instalações de campo, conforme descreve a seção 6.3.

6.2. Ensaios em Laboratório

A fim de avaliar a metodologia, os dispositivos e os sistemas desenvolvidos para comporem o presente projeto, foram realizados, em ambiente laboratorial, os seguintes ensaios:

- Ensaio de descargas parciais;
- Ensaio de tensão aplicada;
- Ensaio de tensão de impulso atmosférico;
- Ensaio de impulso de corrente.

Dos ensaios mencionados, cabe destacar que, exceto pelo de impulso de corrente, que foi aplicado diretamente no acoplador, todos os restantes fizeram uso de uma bucha condensiva ABB GOB 650-1250. Esse modelo de bucha corresponde ao mesmo encontrado na maior parte dos transformadores de potência objeto de instalação em campo nas subestações da Energisa Sul-Sudeste.

Nas figuras seguintes são mostrados o acoplador produzido e a estrutura de montada para os ensaios em laboratório.

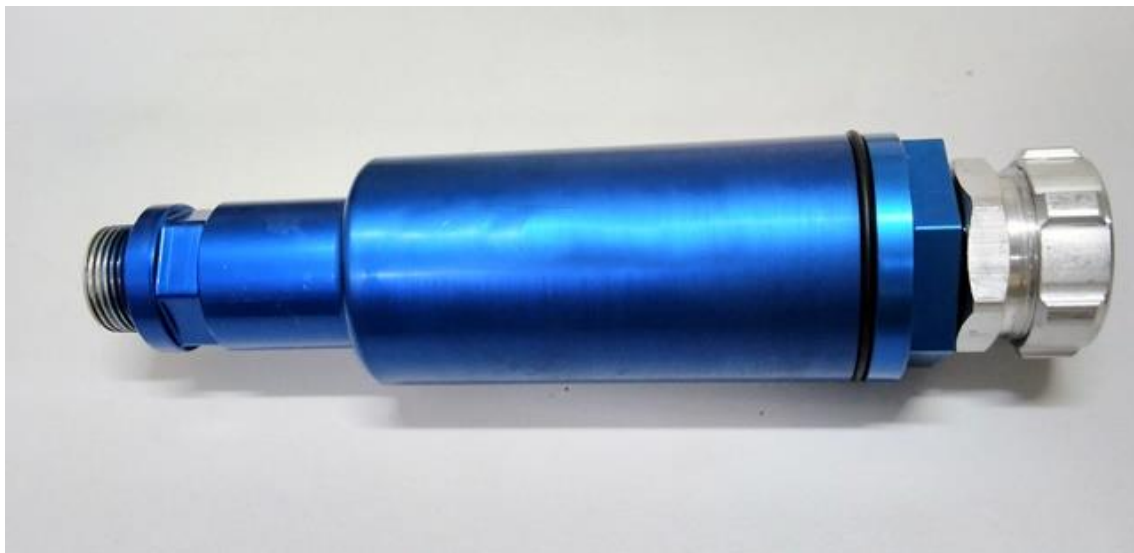
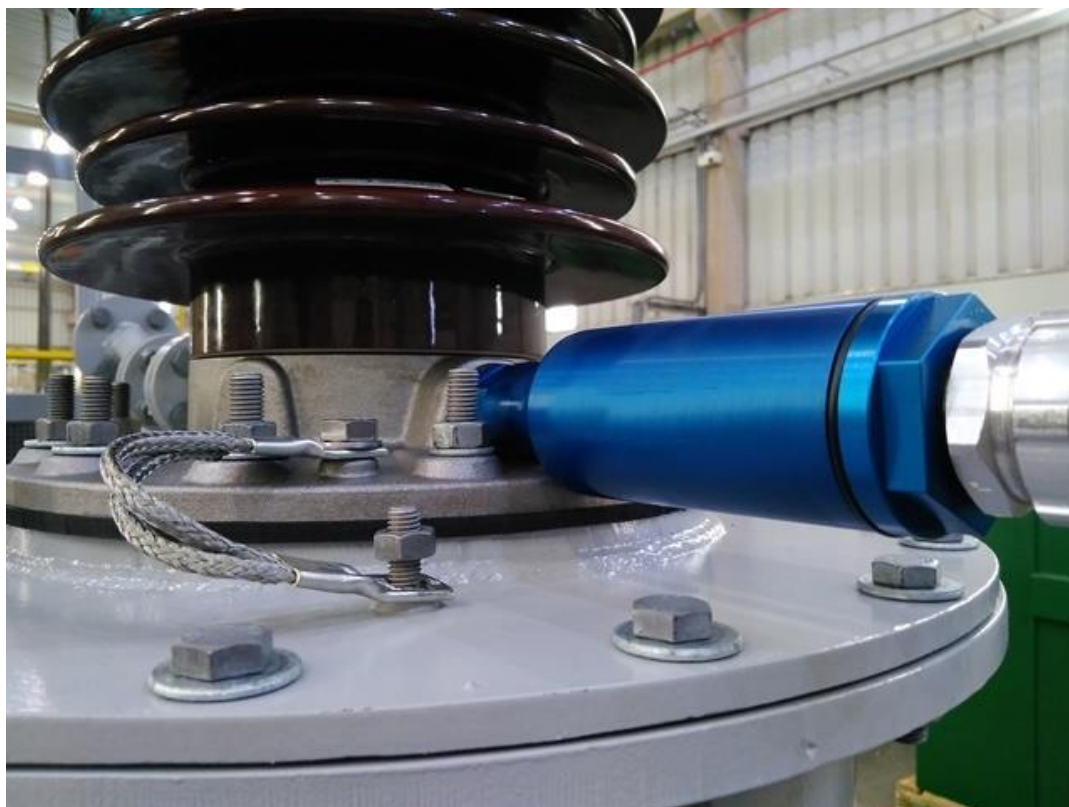


Figura 6-1 – Acoplador de buchas do sistema de monitoramento.



(a)



(b)



(c)

Figura 6-2 – Estrutura montada para ensaios laboratoriais.

6.2.1. Ensaio de Descargas Parciais

Com o objetivo de validar a capacidade de detecção do dispositivo de acoplamento, o ensaio de medição de descarga parcial foi realizado em laboratório. Para este propósito, um gerador de pulso de corrente foi conectado ao terminal da bucha para que pulsos de curta duração fossem aplicados ao isolamento e, assim detectados através do acoplador. O esquema utilizado nesse ensaio é ilustrado na Figura 6-3.

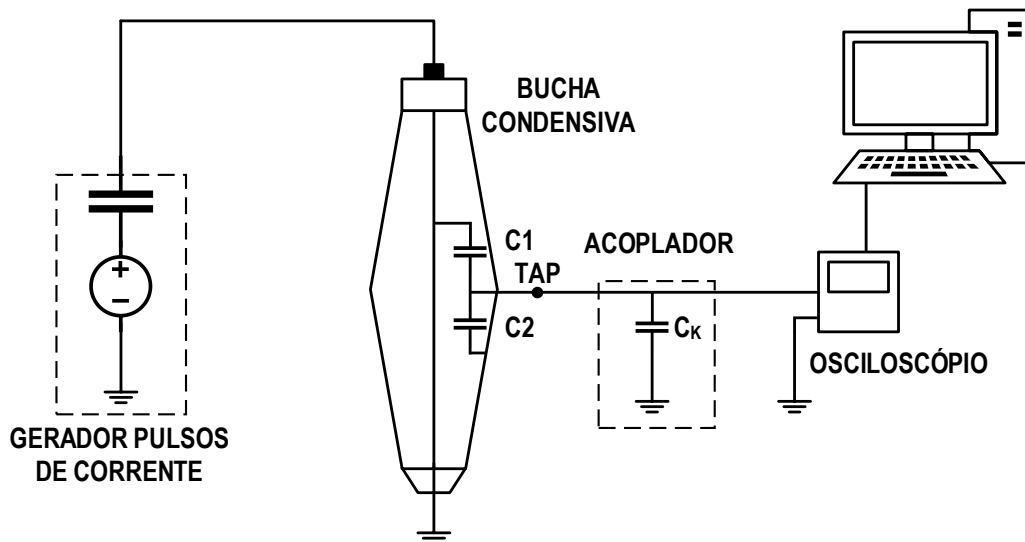


Figura 6-3 – Esquema para medição de descargas parciais em laboratório utilizando um gerador de pulsos de corrente.

A Figura 6-4 mostra um exemplo de um trem de pulsos de 100 pC gerado na bucha sob teste. Nesse caso, o sinal mostrado encontra-se livre de qualquer filtragem e processamento digital, o que explica a presença de componentes indesejadas entre os pulsos.

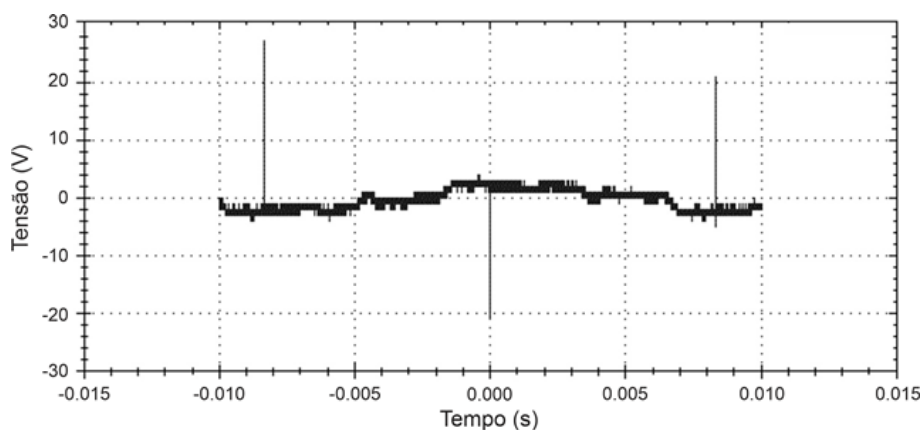


Figura 6-4 – Pulsos de corrente gerados no isolamento da bucha.

Uma vez que os pulsos são detectados, os processos de filtragem e identificação das DPs são executados para que os sinais de descargas possam ser diferenciados das outras componentes presentes no sinal adquirido. A Figura 6-5, a seguir, mostra o resultado desse processamento quando aplicado ao sinal da Figura 6-4.

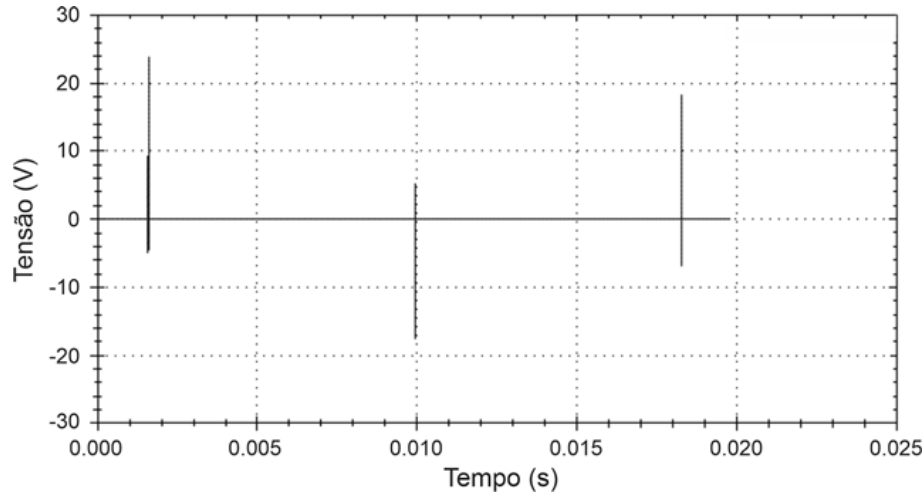


Figura 6-5 – Identificação dos pulsos após processamento.

Os processos mostrados acima foram aplicados para diversos trem de pulsos de descargas. Por exemplo, tem-se na Figura 6-6 o caso de aplicação de pulsos separados entre si por 180° em uma onda de 60 Hz. Desse modo, pode-se verificar, em ambiente laboratorial, a capacidade de detecção do acoplador bem como validar a etapa de processamento de dados.

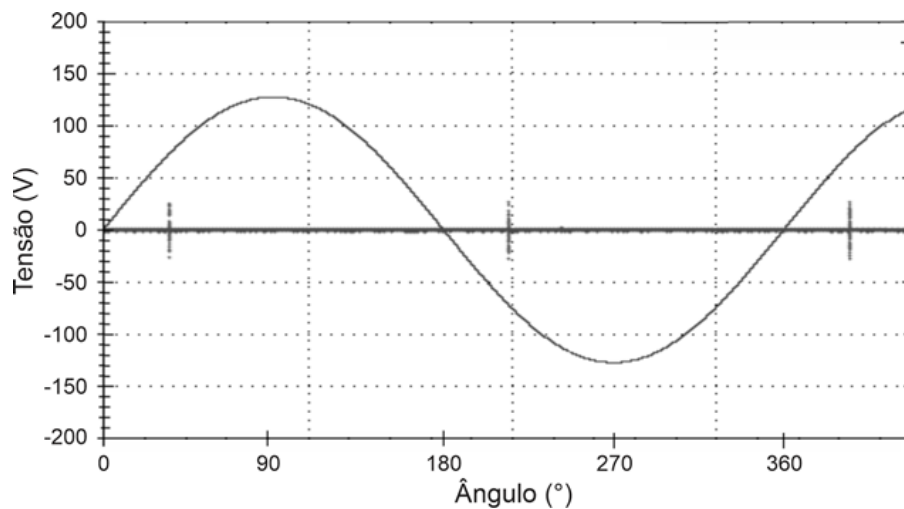


Figura 6-6 – Pulsos separados entre si por 180° em uma onda senoidal.

6.2.2. Ensaio de Tensão Aplicada

O ensaio de tensão aplicada é classificado como um ensaio dielétrico, sendo útil para avaliação das máximas tensões que um equipamento suporta sem que ocorra a

ruptura dos dielétricos que o constituem. Nesse trabalho, o ensaio de tensão aplicada foi realizado na bucha com o acoplador instalado no *tap* em dois diferentes casos: (i) à tensão nominal fase-terra da bucha, isto é, 79,8 kV; e (ii) à uma sobretensão de 50% da tensão fase-terra, ou seja, 119,5 kV.

Genericamente, a NBR 6936 (ABNT, 1992) estabelece que o ensaio de tensão aplicada é considerado satisfatório quando não há descarga disruptiva no objeto sob ensaio. Já a NBR 5034 (ABNT, 2014), que trata especificamente de buchas de AT, objeto de teste deste trabalho, estabelece que este equipamento é aprovado no ensaio de tensão aplicada se não houver ocorrência de descarga de contorno ou perfuração.

No circuito da Figura 6-7 ilustra-se o esquema para o ensaio de tensão aplicada nas buchas de AT, com o acoplador desenvolvido conectado ao *tap*. Neste circuito, L_s , C_1 , C_2 e C_k são, respectivamente, um filtro, as capacitâncias primária e secundária da bucha e o capacitor de acoplamento interno do acoplador.

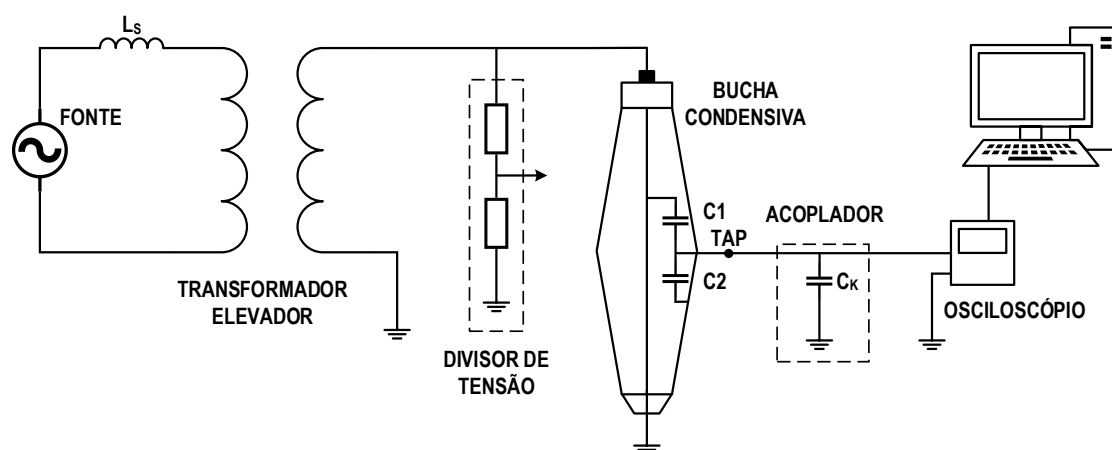


Figura 6-7 – Esquemático de ensaio.

As oscilografias do ensaio são mostradas nas figuras seguintes.

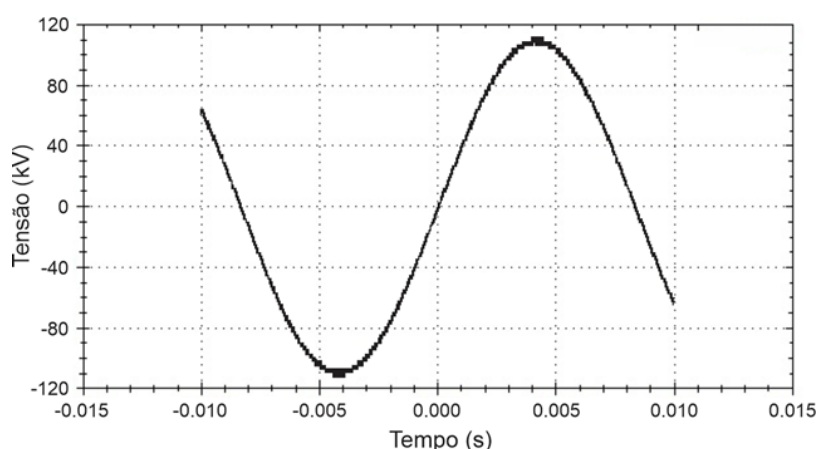


Figura 6-8 – Tensão de 79,8 kV (RMS) aplicada à bucha com acoplador conectado ao *tap*.

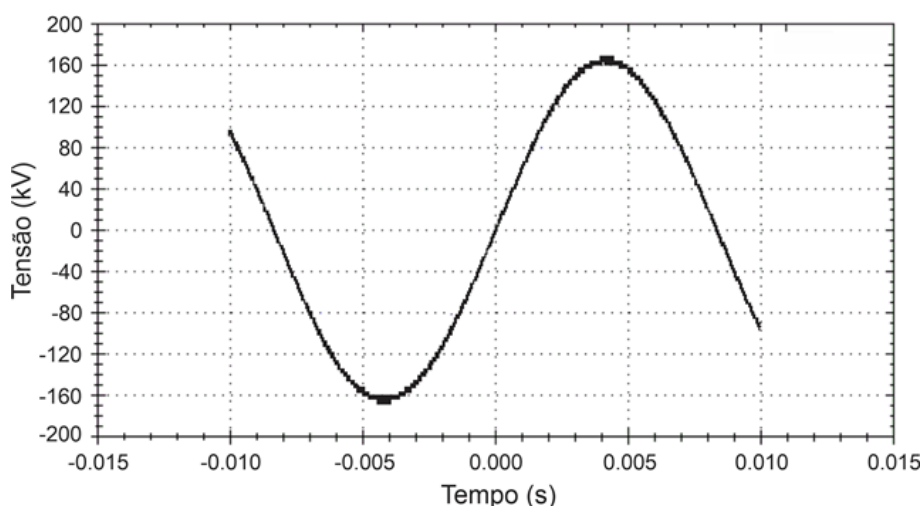


Figura 6-9 – Tensão de 119,5 kV (RMS) aplicada à bucha com acoplador conectado ao *tap*.

A partir das oscilografias obtidas, observa-se a ausência de descargas disruptivas sobre a bucha. Isso mostra, portanto, que o acoplador desenvolvido não prejudica o isolamento capacitivo do equipamento. De fato, essa é uma das principais preocupações em projetos que fazem uso de conexão ao *tap* de buchas.

6.2.3. Ensaio de Tensão de Impulso Atmosférico

O ensaio de impulso atmosférico tem por objetivo verificar a suportabilidade dos equipamentos na situação de transitórios de tensão provocados por descargas atmosféricas nos sistemas elétricos, cujos fenômenos associados têm alto potencial destrutivo.

Neste ensaio, o equipamento sob teste é submetido a uma série de aplicações de impulsos. Especificamente nos testes laboratoriais realizados neste trabalho, o ensaio de impulso atmosférico foi realizado utilizando uma onda plena de $1,2 \times 50 \mu\text{s}$. Um impulso pleno tem por característica principal, de acordo com a ABNT NBR 6936 (ABNT, 1992), a inexistência de uma interrupção repentina em função de uma descarga disruptiva, consistindo, portanto, em uma onda completa. Esse tipo de impulso é normalmente associado a uma falha no isolamento do equipamento diante de uma perturbação elétrica, sendo utilizado para simular um defeito que se propaga por um determinado comprimento da linha de transmissão (CAGIDO, 2014).

Na Figura 6-10 é ilustrado um esquema básico para o ensaio de tensão de impulso atmosférico. Nesse esquema, R_L , R_d , R_e e C_S são os resistores de carregamento, frente e cauda e o capacitor de carregamento do gerador de impulso, respectivamente.

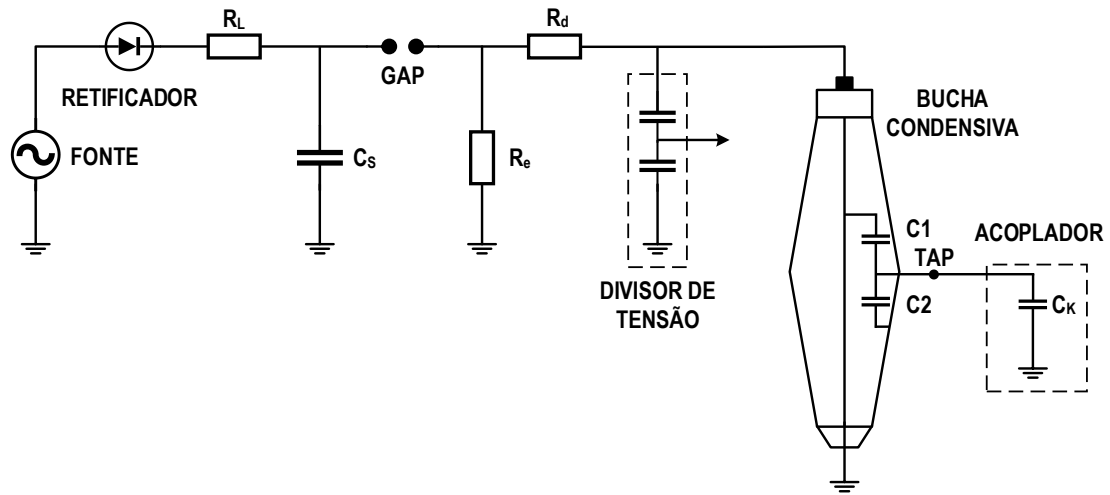
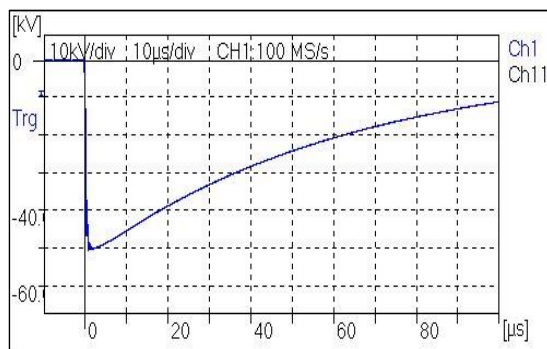
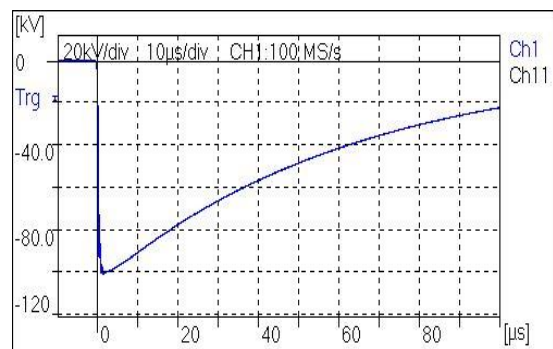


Figura 6-10 – Esquemático para ensaio de tensão de impulso atmosférico.

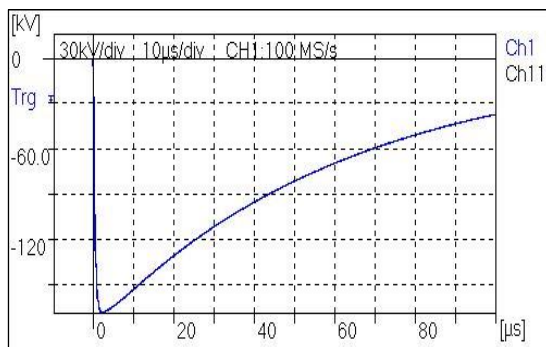
Nas figuras que seguem, expõe-se as ondas de impulso atmosférico aplicadas sobre a bucha.



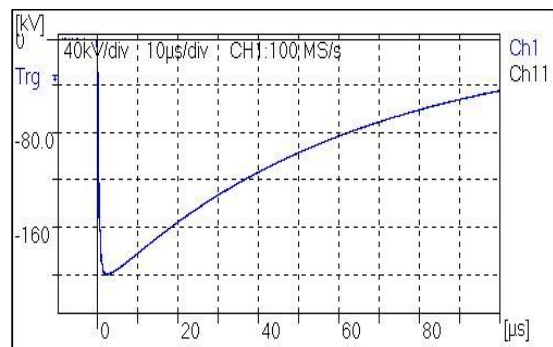
(a)



(b)



(c)



(d)

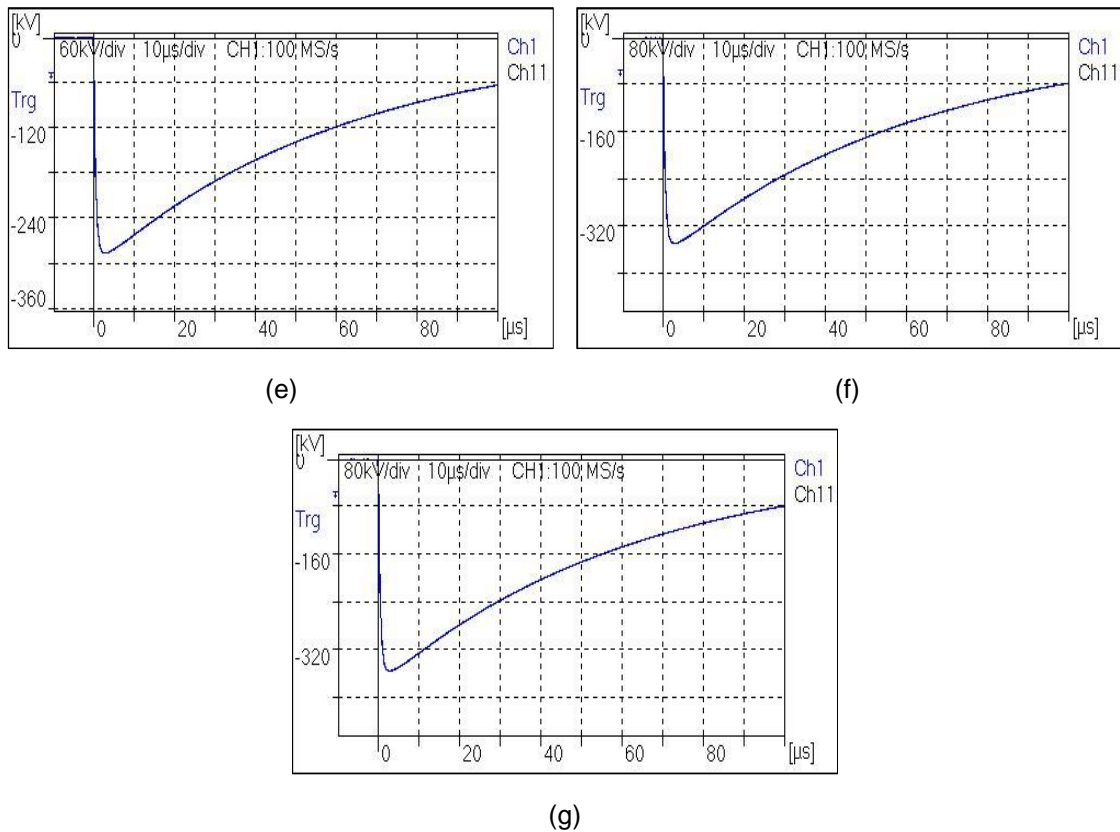


Figura 6-11 – Impulsos de tensão $1,2 \times 50 \mu\text{s}$ aplicados. (a) -50,0 kV. (b) -99,9 kV. (c) -167,9 kV. (d) -199,8 kV. (e) -286,4. (f) -349,6. (g) -356,0 kV.

Dos impulsos de tensão aplicados, observa-se a ausência de descargas disruptivas, ou seja, o isolamento não foi rompido. Esse resultado, portanto, corrobora com a conclusão, ressaltada em ensaios anteriores, de que a conexão do acoplador ao *tap* não prejudica as condições de serviço da bucha e, conseqüentemente, o sistema de monitoramento desenvolvido não traz riscos à operação do transformador.

6.2.4. Ensaio de Impulso de Corrente

Complementando o teste de impulso de tensão, o ensaio de impulso de corrente foi conduzido para fins validação do projeto do acoplador. Nesse caso, foram aplicados impulsos de corrente na forma $8 \times 20 \mu\text{s}$ de acordo com o esquema ilustrado na Figura 6-12.

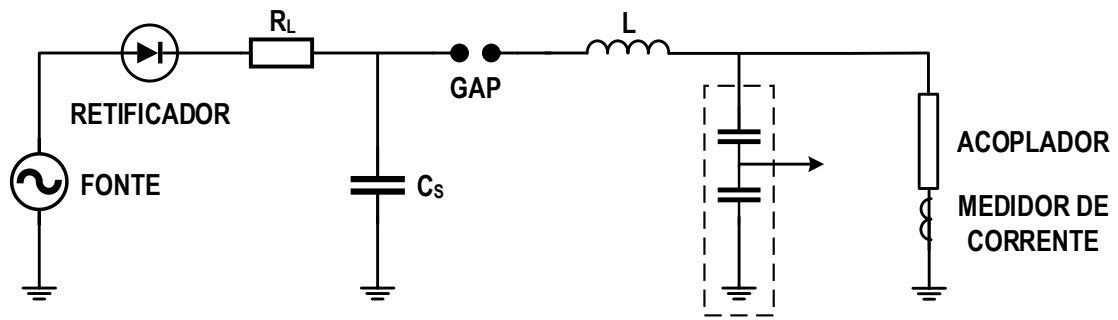
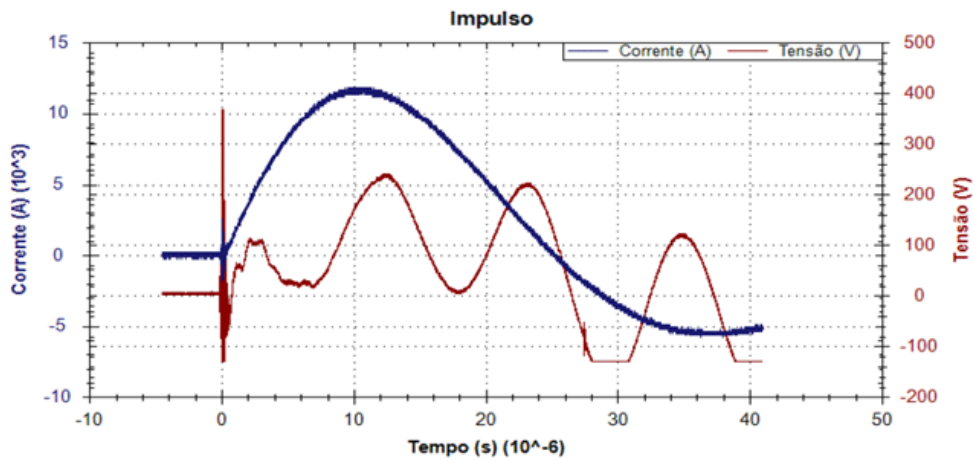
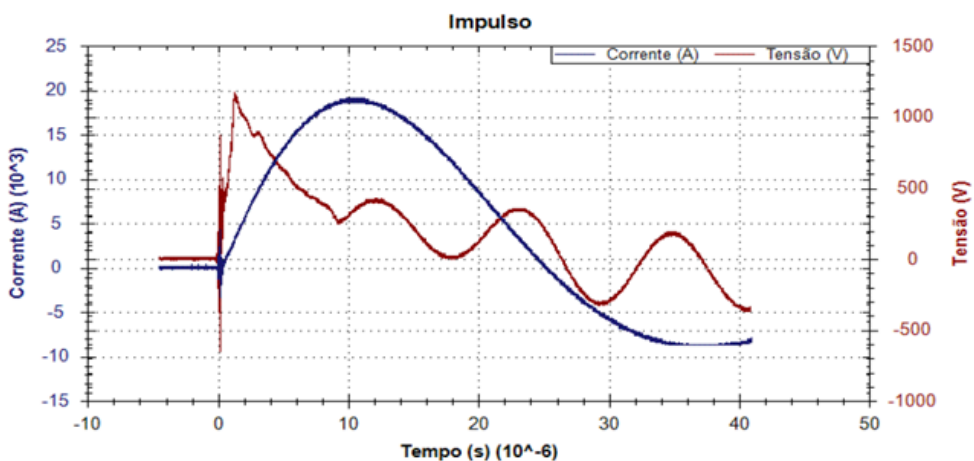


Figura 6-12 – Esquemático para ensaio de impulso de corrente.

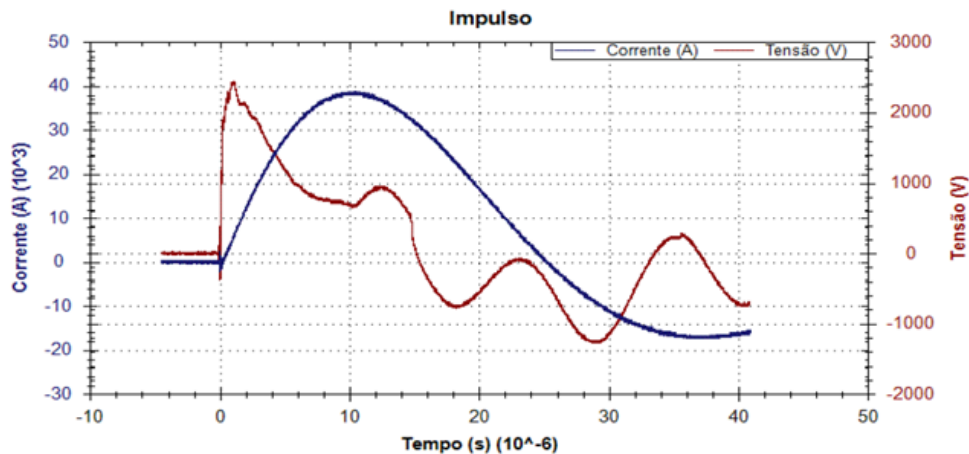
Utilizando o esquemático da Figura 6-12, foram aplicados diferentes impulsos de corrente no acoplador desenvolvido, com valores de pico entre 3,7 kA e 65 kA. Nas figuras seguintes estão representadas as oscilografias obtidas para algumas das aplicações.



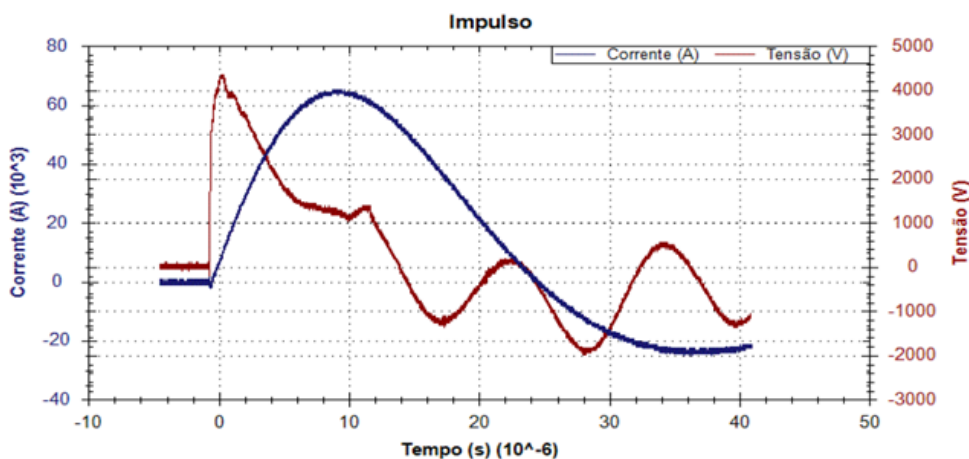
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 6-13 – Impulsos de corrente $8 \times 20 \mu\text{s}$ aplicados durante ensaio. (a) 11,8 kA. (b) 19,1 kA. (c) 38,8 kA. (d) 65,0 kA.

Uma vez aplicado os impulsos, observou-se que tiristor *TH3* foi danificado após aplicação de impulso com valor de pico de 11,8 kA, conforme mostra a Figura 6-14; todavia, os outros componentes permaneceram intactos conforme projetado. Após 40 kA, foi possível notar o rompimento de um dos terminais do centelhador, sem, no entanto, causar danos à placa de circuito impresso e componentes, conforme mostra a Figura 6-15. Além disso, após esse nível, verificou-se que a tensão necessária para injetar tal corrente é tão elevada que há ruptura do ar nos terminais de contato da placa e, desta forma, o surto não penetra no canal de leitura.

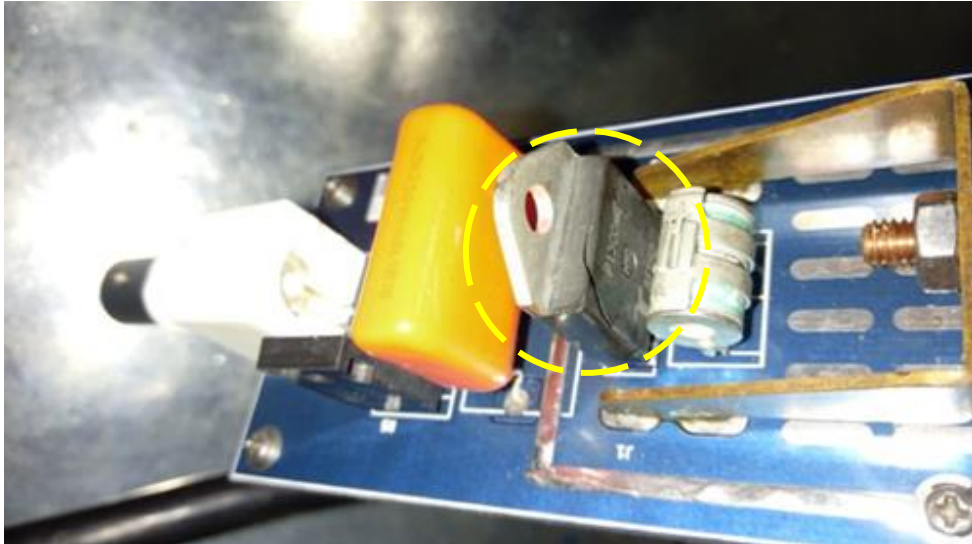


Figura 6-14 – Dano causado ao tiristor *TH3* após impulso de 11,8 kA.



Figura 6-15 – Dano causado ao centelhador após 40 kA.

De modo geral, verifica-se, portanto, que os componentes da placa do acoplador funcionam adequadamente até 40 kA conforme esperado e, após esse nível, a rigidez dielétrica do ar é rompida logo na entrada do acoplador, evitando que um surto seja propagado para os seus terminais de saída e atinja o dispositivo de medição do sistema de monitoramento.

6.3. Aplicação em Subestações

O sistema de monitoramento desenvolvido foi aplicado a diferentes transformadores de potência, equipados com buchas condensivas nos terminais de AT, em distintas subestações, conforme mostrado na Figura 6-16.



(a)



(b)

Figura 6-16 – Sistema de monitoramento instalado em transformador 138/13,8 kV / 30 MVA.

Nas figuras seguintes é possível observar os acopladores conectados às buchas de AT e uma vista interna do painel que compõe o sistema. Especificamente na Figura 6-17 é importante destacar que a carcaça metálica do dispositivo de acoplamento e o tubo blindado (*seal tube*), que envolve o condutor entre o acoplador e a unidade de

aquisição, formam uma gaiola de Faraday e evitam a penetração de campos elétricos indesejáveis que poderiam interferir nas medições.

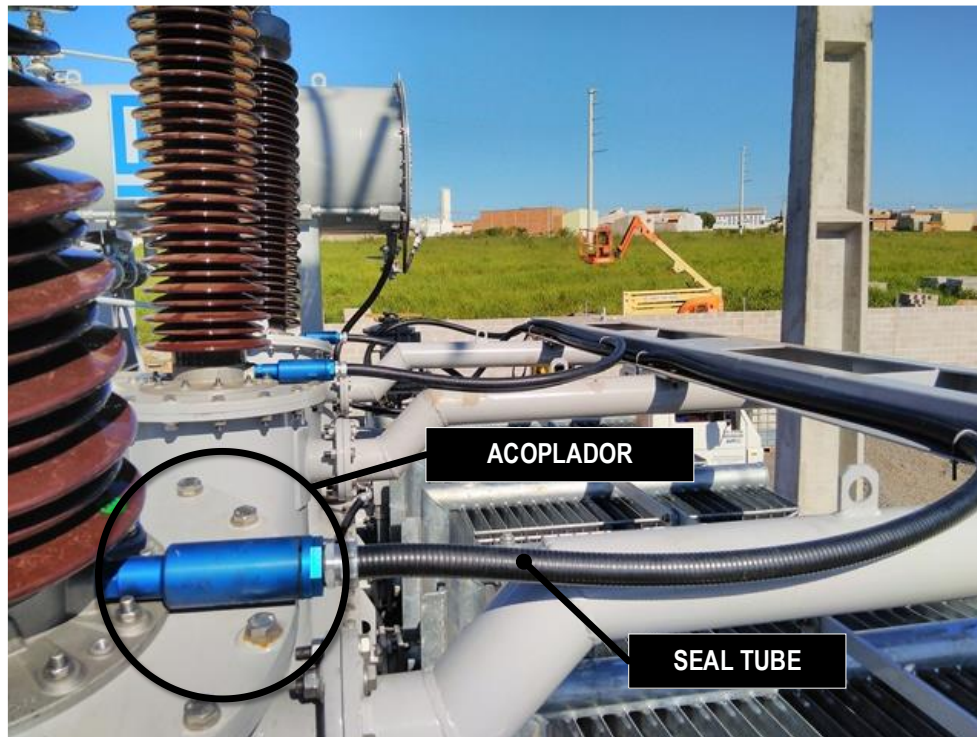


Figura 6-17 – Acoplador conectado ao *tap* das buchas de AT de um transformador.

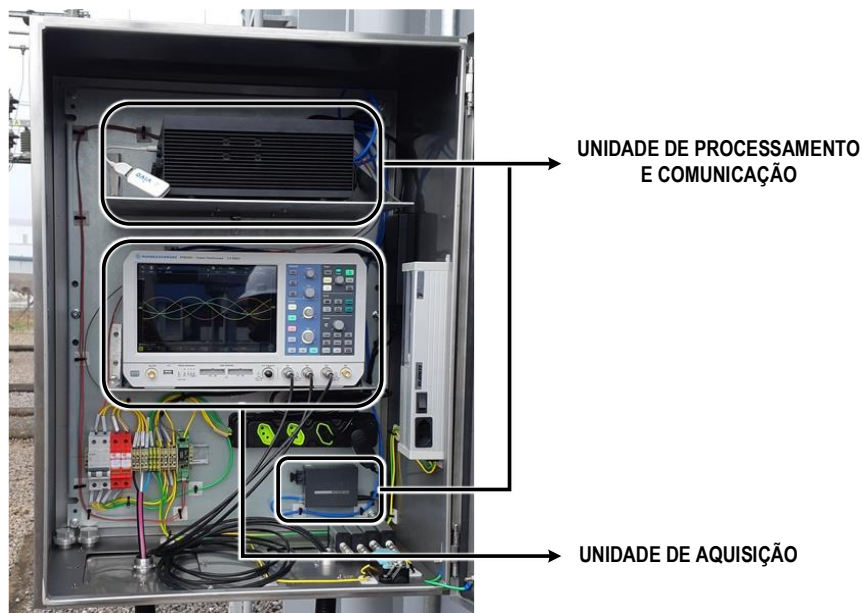


Figura 6-18 – Componentes internos do painel.

Para validar o trabalho, as seções seguintes apresentam diferentes casos de aplicação que demonstram a capacidade do sistema em detectar DPs e, além disso, como as medidas podem ser usadas para avaliar as condições reais de um transformador de potência. Ressalta-se que, em todos os casos apresentados, o

transformador monitorado operava em regime permanente e que, após a instalação dos acopladores, o sistema foi devidamente calibrado.

Conforme ressaltado na seção 4.4.1, a calibração é um processo característico no método elétrico e constitui uma das vantagens dessa técnica, dada a possibilidade de mensurar o nível das DPs em termos da carga aparente. Na Figura 6-19, a seguir, é mostrado um gerador de pulsos de corrente conectado ao terminal da bucha com o acoplador instalado no *tap* para fins de calibração. Esse processo é realizado com o transformador desenergizado, sendo necessário uma única vez.

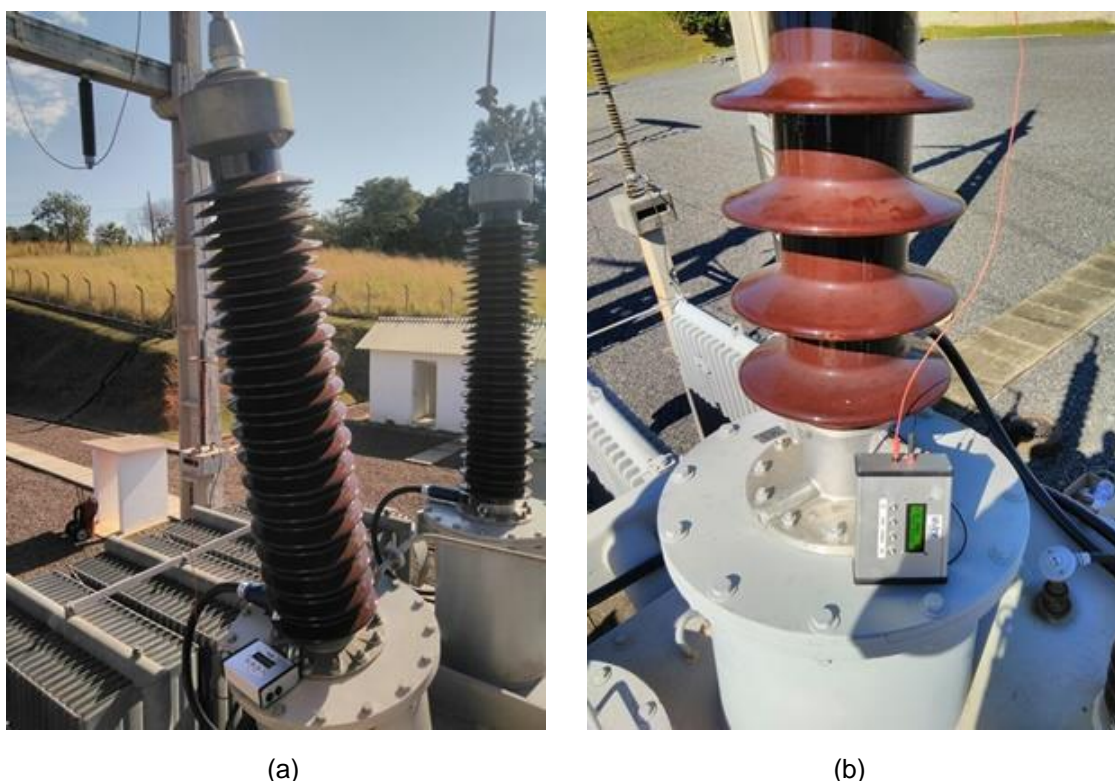


Figura 6-19 – Gerador de pulsos de corrente conectado ao terminal da bucha para calibração do sistema de monitoramento.

6.3.1. Avaliação de Isolamento Através do Padrão Resolvido por Fase das DPs

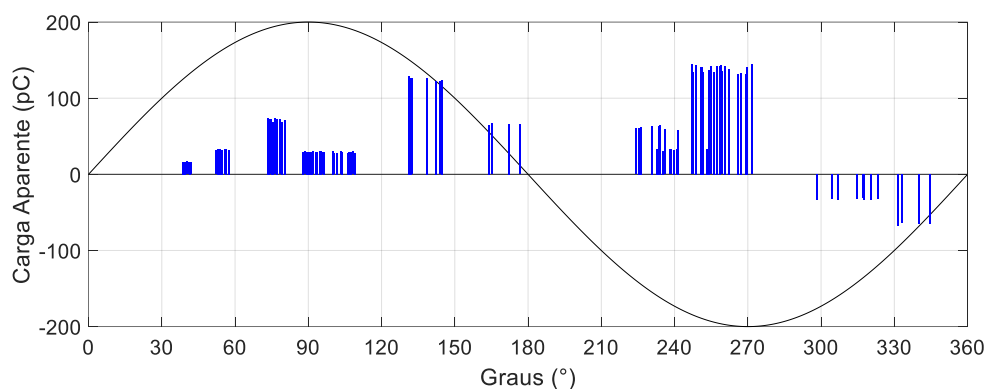
Na primeira aplicação prática, o sistema de monitoramento foi aplicado em um transformador de 25 MVA com terminais de AT especificados em 69 kV. O objetivo neste caso é, além de detectar a existência de descargas parciais, identificar as principais regiões de ocorrência sobre a onda senoidal em um gráfico resolvido por fase. Nesse sentido, uma vez instalado os acopladores nas buchas de AT, identificou-se, primeiramente, a magnitude das DPs conforme se expõe na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 – Máximas valores de descargas parciais detectadas.

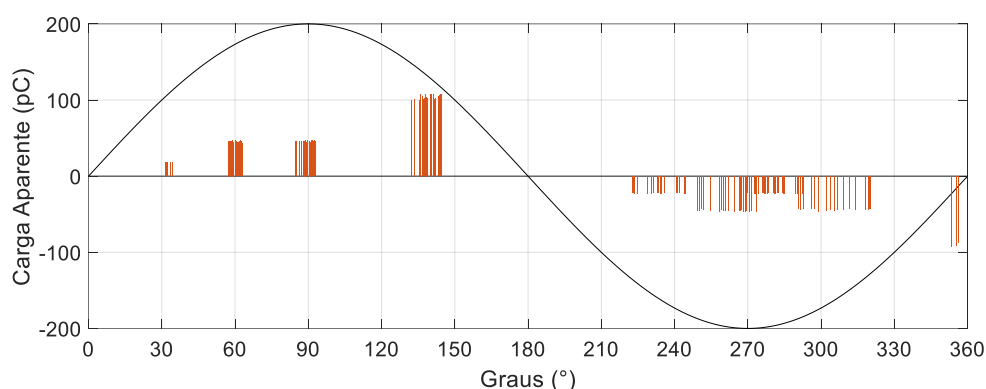
Bucha	Descarga Parcial	
	Máxima Positiva	Máxima Negativa
Fase A	144,3 pC	-67,41 pC
Fase B	107,1 pC	-92,1 pC
Fase C	135,2 pC	-120,9 pC

A magnitude das DPs dada na Tabela 6-1, apesar de não estar em patamares críticos¹, mostra que o ativo em questão apresenta pontos de desgastes no isolamento. Tais desgastes são comuns em transformadores que estão há anos em operação e sujeitos a estresses térmicos, mecânicos e elétricos e, na prática, podem ser vistos como um indicador primário de potenciais falhas graves.

Diante desse cenário, convém utilizar as medições do sistema de monitoramento em questão para avaliar a dinâmica de ocorrência de DPs. Assim, tem-se nas figuras seguintes os gráficos obtidos a partir do acoplador de cada bucha.



(a)



(b)

¹ Neste trabalho, consideram-se valores críticos de DPs aqueles muito acima dos 100 pC que a norma NBR 5356-3 (ABNT, 2007) estabelece como referência para transformadores; por exemplo: ordem de *nanocoulombs*.

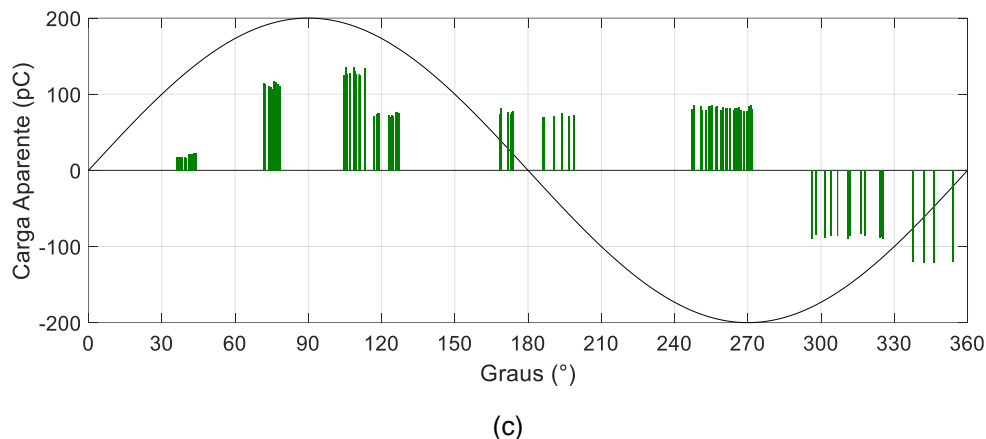


Figura 6-20 – Descargas parciais identificados em gráficos resolvidos por fase. (a) Fase A. (b) Fase B. (c) Fase C.

Dos gráficos resolvidos por fase, deve-se notar que as DPs identificadas estão espalhadas em várias regiões da onda senoidal, no entanto as maiores concentrações estão localizadas na faixa 60°-150° e 240°-315°. Além disso, observa-se que o acoplador da fase A evidenciou não só o maior valor de carga aparente, em comparação com as outras fases, mas também a ocorrência de várias outras atividades de DPs com carga aparente próxima a esse valor máximo, conforme se vê na faixa de 245° a 270° da onda senoidal. Isso pode ser visto como uma maior probabilidade de haver desgastes mais relevantes no isolamento da bucha da fase A ou no isolamento das bobinas desta mesma fase, por exemplo. Essa situação, por sua vez, não é identificada na medição dos acopladores das fases B e C, já que próximo ao valor da máxima carga aparente (seja ela positiva ou negativa) não se encontram muitos registros de DPs.

Com a finalidade de proporcionar uma análise sistêmica dos dados adquiridos, tem-se na Figura 6-21 um diagrama fasorial que indica a relação entre a quantidade de eventos de DPs detectados e os valores de carga aparente (em módulo), para cada fase. Para isso, as DPs foram classificadas em cinco diferentes grupos de acordo com o número de ocorrências identificadas, de modo que os grupos 1, 2, 3, 4, 5 indicam que a quantidade de pulsos, para um determinado valor de carga aparente, é baixo, moderado, intermediário, alto e muito alto, respectivamente.

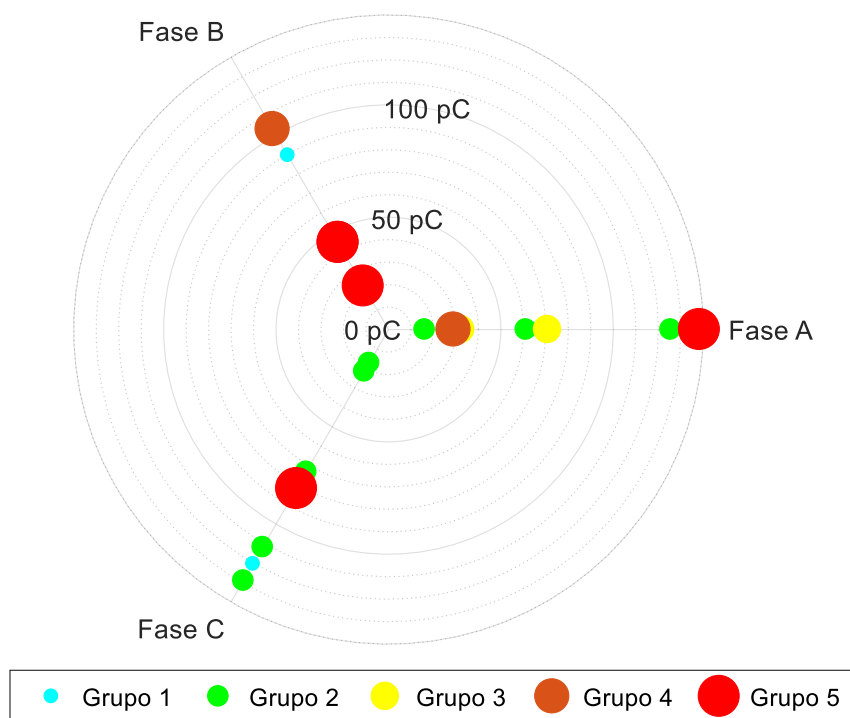


Figura 6-21 –Classificação das DP de acordo com a quantidade de pulsos detectados e o nível de carga aparente, em cada fase.

A partir da Figura 6-21, informações relevantes podem ser apontadas. Por exemplo, pode-se observar que, na fase A, as maiores concentrações de pulsos de DP (grupos 4 e 5) possuem carga aparente próxima de 30 e 145 pC. Por outro lado, na fase B, as maiores concentrações de DP apresentam uma carga aparente de, aproximadamente, 25, 45 e 105 pC. Por sua vez, na fase C existe uma alta concentração de DP com uma carga aparente de, aproximadamente, 85 pC.

A aplicação exposta nesta seção evidencia maior grau de severidade em algum componente do isolamento da fase A do transformador, visto, por exemplo, a maior quantidade de DP em níveis mais altos de carga aparente (conforme Figura 6-21). No entanto, uma vez que os valores de pico das DP não representam elevada criticidade e, dado que as medições não variaram significativamente em diferentes medições, o equipamento sob teste pode continuar em serviço, sem riscos incipientes. Casos como esse são úteis para revelar, portanto, a necessidade do acompanhamento contínuo do ativo para que, caso alterações súbitas sejam percebidas, ações possam ser tomadas em momentos oportunos de acordo com as políticas da gestão de ativos da concessionária proprietária do equipamento. Outra ação, também fundamental em casos como esse, é buscar correlacionar a distorção entre os valores de DP com outras

grandezas como capacitância das buchas e gases em óleo, caso seja possível, para, de fato, identificar uma falha.

6.3.2. Identificação do Padrão de Ocorrência de DPs para Definição de Diagnósticos

Uma das principais vantagens do método elétrico aplicado neste trabalho é a facilidade com que os resultados podem ser exibidos em um osciloscópio, o que significa que o sinal de DP pode ser observado em função do padrão de ocorrência dentro da tensão aplicada. Embora essa análise não indique a localização precisa de uma DP no isolamento, vale ressaltar que ela é de grande valia para a definição de diagnósticos com base na comparação de padrões típicos já reconhecidos na literatura.

Neste contexto, o sistema desenvolvido foi aplicado a um transformador, cujo isolamento já se encontrava sujeito à ocorrência de DPs, para fins de identificação do padrão das descargas. Assim, uma vez conectado os acopladores no *tap* de teste, foi possível captar o sinal de tensão presente no isolamento das buchas, conforme mostrado na Figura 6-22 para a bucha da fase A.

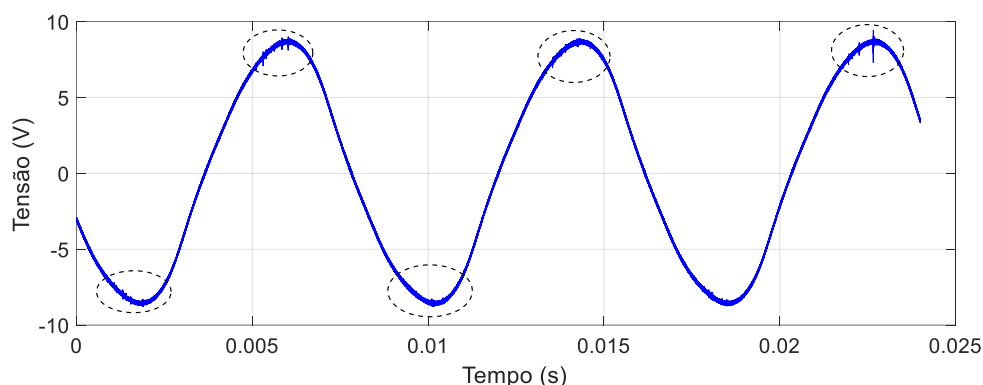


Figura 6-22 – Sinal com descargas parciais aquisitado no *tap* da bucha da fase A.

O sinal de tensão obtido no *tap* apresenta um conjunto de componentes que, além do sinal senoidal à frequência de 60 Hz, inclui harmônicos, inter-harmônicos e descargas parciais. A presença das DPs no sinal lido pelo acoplador é evidenciada pelas regiões destacadas na Figura 6-22; entretanto, em razão destas descargas ocorrerem no espectro de alta frequência, pode-se melhor visualizá-las por meio da aplicação de um filtro passa-altas sobre a onda da Figura 6-22, conforme mostrado na figura seguinte.

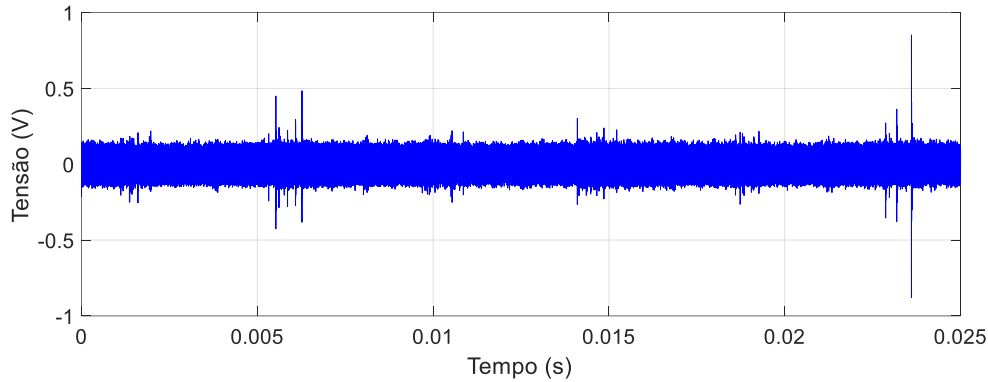


Figura 6-23 – Sinal adquirido do *tap* após filtragem passa-altas com frequência de corte de 100 kHz.

A partir da Figura 6-22 e da Figura 6-23, verifica-se que os pulsos de descargas são originados próximos aos extremos da onda senoidal, formando-se instantes antes dos picos e vales e estendendo-se por uma duração de, aproximadamente, 1 ms até que a tensão no isolamento atinja o valor de extinção da descarga. Vale notar que tal ponto de extinção é, por sua vez, percebido após os valores máximos e mínimos da onda de tensão.

Em uma análise mais ampla, as descargas parciais também podem ser evidenciadas quanto à sua distribuição no espectro de alta frequências. Nesse sentido, ao transformar o sinal capturado para o domínio da frequência, conforme mostra a Figura 6-24, é possível observar que as DPs são evidentes em uma banda de alta frequência espalhada principalmente nos seguintes intervalos: 120–500 kHz, 0,9–1,5 MHz e 2,2–2,5 MHz. Diante desta constatação, cabe destacar que a identificação de pulsos de descargas na faixa de frequência que se estende desde a faixa de 100 kHz até algumas poucas dezenas de *megahertz* é esperada para o método elétrico empregado, diferentemente das faixas normalmente observadas em outros métodos, como o UHF, no qual evidências de DPs são percebidas até a faixa de *gigahertz*.

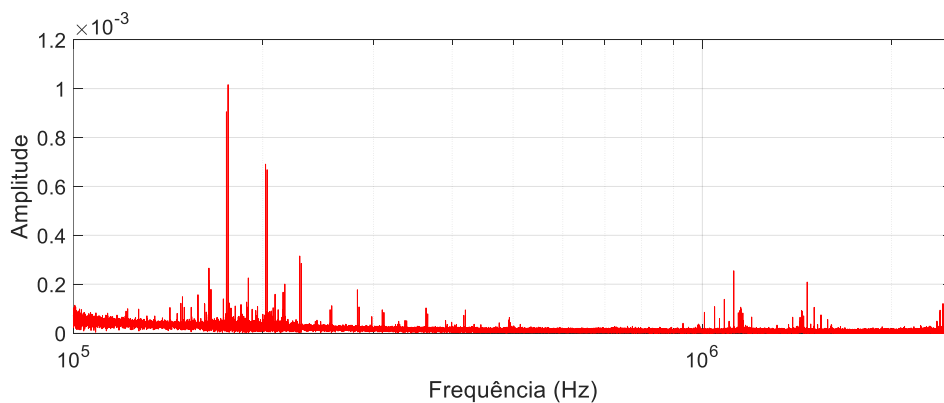


Figura 6-24 – Sinal da Figura 6-22 no domínio da frequência.

O gráfico da Figura 6-24 é obtido com a frequência de amostragem da unidade de aquisição do sistema desenvolvido, que é consideravelmente superior à frequência esperada para uma DP, ou seja, a transformação de dados do domínio do tempo para o domínio da frequência, caracterizada pela sobreamostragem implica na manutenção de informações relevantes do sinal medidos. Contudo, o truncamento gera um leve vazamento espectral na transformada de Fourier.

Complementando a investigação, nota-se que a assinatura de descarga parcial observada na Figura 6-24, caracterizada por pulsos concentrados próximos aos picos positivos e negativos do sinal lido do *tap*, é um padrão já conhecido, conforme é mostrado na norma IEEE Std. C57.113 (IEEE, 1991) e na Figura 4-11. Dessa forma, com base neste padrão, é possível diagnosticar que o transformador monitorado apresenta um defeito no isolamento de papel impregnado em óleo ou bolha de gás em algum componente dielétrico do isolamento.

Na primeira hipótese de diagnóstico, desgastes na isolação de papel impregnado em óleo, destaca-se que o defeito em questão pode estar localizado tanto no isolamento das buchas quanto da parte ativa dentro do tanque. Assim, a confirmação deste diagnóstico pode ser obtida por meio da verificação do fator de potência e da $\tan \delta$ das buchas ou por meio de ensaios de resistência de isolamento. Por sua vez, quanto à segunda hipótese, isto é, bolhas de gases no isolamento líquido, tem-se que as mesmas podem estar associadas a reações químicas entre diferentes materiais ou a estresses térmicos. Nesse caso, um diagnóstico mais preciso deve levar em consideração o monitoramento contínuo de gases ou, de forma mais avançada, a análise cromatográfica.

Diante das análises, os resultados desta aplicação evidenciam que o sistema desenvolvido cumpre suas funções de identificar a existência das DPs para evidenciar potenciais problemas no isolamento do ativo. Além disso, há de se destacar que, quando os dados brutos são analisados, como é mostrado nesta seção, o padrão de ocorrência das descargas pode ser analisado para inferir os possíveis defeitos, embora diagnósticos mais precisos necessitem da análise de um conjunto de outros monitores do transformador.

6.3.3. Monitoramento Diário do Nível de DPs

Neste caso de estudo, as ocorrências de descargas parciais são monitoradas pelo sistema desenvolvido em um horizonte de 24 horas. O monitoramento diário é importante de se considerar para identificar a dinâmica das DPs durante condições

normais de serviço. Desse modo, tem-se na Figura 6-25, a seguir, o perfil de carga aparente obtido durante um dia de observação. Adicionalmente, tem-se na Tabela 6-2 os valores máximos e mínimos da carga aparente registrada durante o mesmo período, em cada fase.

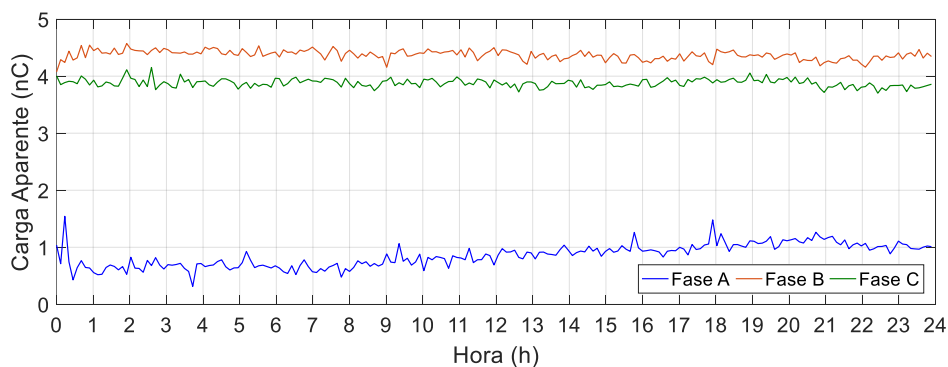


Figura 6-25 – Perfil diário de carga aparente.

Tabela 6-2 – Valores máximo e mínimo de carga aparente em cada fase.

Bucha	Máxima Carga Aparente (nC)	Mínima Carga Aparente (nC)
Fase A	1,5433	0,3136
Fase B	4,5730	4,0743
Fase C	4,1528	3,7023

A partir da Figura 6-25, nota-se que o transformador monitorado apresenta uma elevada magnitude de descargas parciais, tomando-se como referência que o valor adequado é de até 100 pC, conforme NBR 5356-3 (ABNT, 2007). Outro ponto a se observar nesse caso é que, embora o nível de DPs seja alto em todas as fases, há uma evidente divergência entre os valores medido na fase A em relação aos valores medidos nas fases B e C.

Apesar da situação mencionada, observa-se que a carga aparente das DPs apresenta um comportamento estável ao longo do dia, como pode-se verificar por meio dos valores máximos e mínimos mostrados na Tabela 6-2. Por exemplo, a máxima variação de carga aparente registrada é de 1,2297 nC, observada na fase A. Tal variação na fase A, assim como nas outras, não é, necessariamente, atrelada a alterações no sistema de isolamento observado, dado que fatores externos como nível de sobrecarga e temperatura podem influenciar a dinâmica de ocorrência das DPs.

Em uma análise mais ampla das medições é interessante analisar, também, a tensão no *tap* de cada bucha para analisar suas condições. Tal análise é possível porque os acopladores possibilitam o monitoramento da tensão fase-terra presente no *tap* das buchas, de modo que qualquer alteração nessa grandeza sem equivalência na

tensão dos terminais de linha, indica problemas nas camadas capacitivas do isolamento (KUFFEL; ZAENGL; KUFFEL, 2000) ou, em outras palavras, em alteração da $\tan \delta$ ou do fator de potência da bucha.

Na Figura 6-26 é mostrado o gráfico fasorial das tensões adquiridas durante o mesmo período de observação da Figura 6-25. Dessa forma, verifica-se que as tensões no *tap* não apresentaram grandes variações diárias, tanto a respeito da magnitude quando do ângulo de fase. Esse perfil diário revela, indiretamente, que durante o monitoramento não houve alterações na $\tan \delta$ das buchas, ou seja, elas se apresentam estáveis quanto às condições dielétricas.

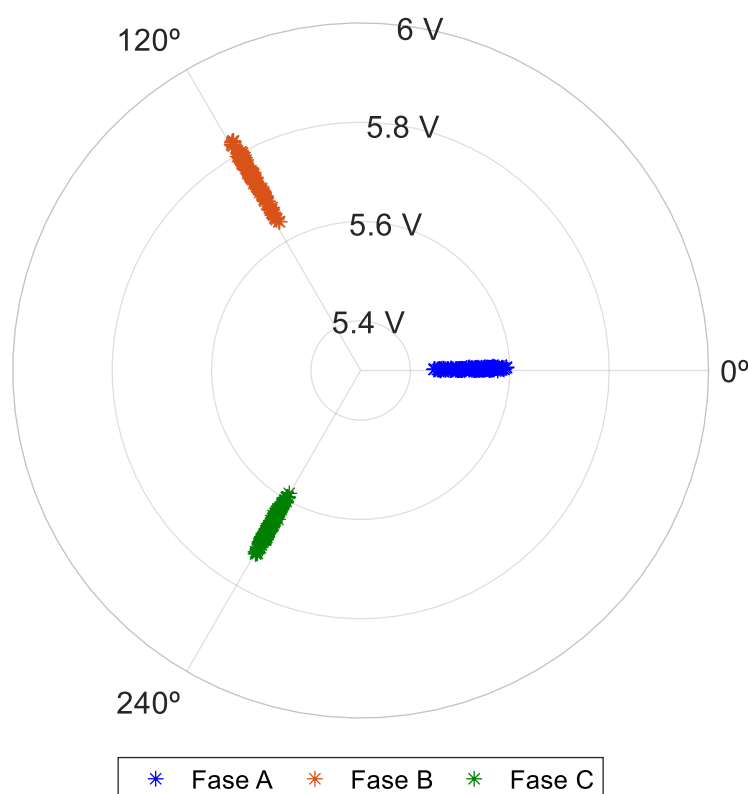


Figura 6-26 – Tensão lida no *tap* das buchas durante monitoramento diário.

Diante dos resultados obtidos nesse caso, cabe expor que o transformador em questão apresenta, de fato, desgastes no sistema de isolamento, vide os valores elevados de carga aparente. Porém, como o perfil diário das DPs não apresenta variação significativa, assim como não há alterações descompensadas da tensão fasorial no isolamento das buchas, pode-se atestar que é improvável a ocorrência de uma falha iminente no ativo monitorado.

Em casos como este, uma falha pode ocorrer em questão de anos e, portanto, não é necessário retirar o equipamento de serviço imediatamente. Na verdade, uma boa

prática nesta situação é monitorar continuamente o nível de DPs para detectar quaisquer mudanças nas condições de isolamento do transformador. Nesse contexto, vale mencionar que a análise conjunta de DPs e outros parâmetros, como a variação dos gases dissolvidos em óleo, pode contribuir para a definição de diagnósticos. Um exemplo específico disso é mostrado no próximo caso.

6.3.4. Correlação de DPs com Gases Dissolvidos para Definição de Diagnóstico

Para complementar a aplicação deste trabalho, o sistema de monitoramento foi instalado em um transformador 138 kV / 30 MVA cuja isolamento encontrava-se em estado crítico. Neste caso, o transformador era equipado com um monitor de gases que detectou, por três dias consecutivos, um rápido e anormal crescimento da concentração de gases dissolvidos em óleo, conforme é mostrado na Tabela 6-3.

Tabela 6-3 – Concentração de gases dissolvidos em óleo.

Gás	Concentração de gases dissolvidos em óleo (ppm)		
	Dia 1	Dia 2	Dia 3
Hidrogênio (H_2)	59	276	327
Oxigênio (O_2)	3980	9230	14700
Nitrogênio (N_2)	15650	60140	52620
Metano (CH_4)	58	296	280
Monóxido de Carbono (CO)	100	258	256
Dióxido de Carbono (CO_2)	972	2710	1756
Etileno (C_2H_4)	16	389	564
Etano (C_2H_6)	19	180	132
Acetileno (C_2H_2)	-	4	6

Uma vez gerado o alerta quanto à elevação de gases dissolvidos em óleo, as concentrações obtidas no dia 3 para os gases H_2 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 e CH_4 foram aplicadas ao pentágono de Duval para diagnosticar o problema associado. Desse modo, considerando as concentrações relativas, tem-se na Figura 6-27 que o centroide do pentágono formado pelos gases chaves (O') é identificado na região T3 que, por sua vez, indica uma falha térmica com temperatura superior a 700°C.

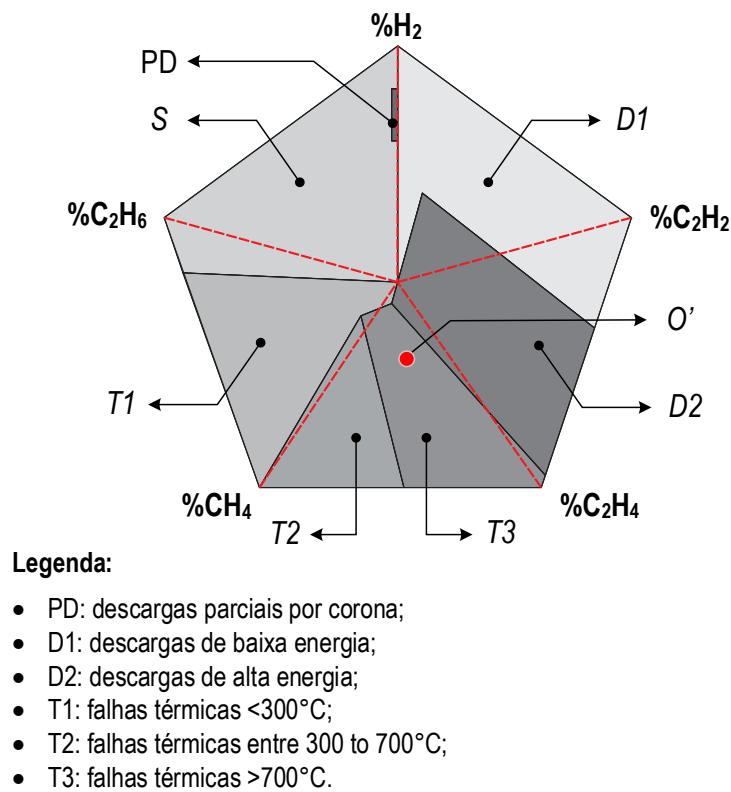
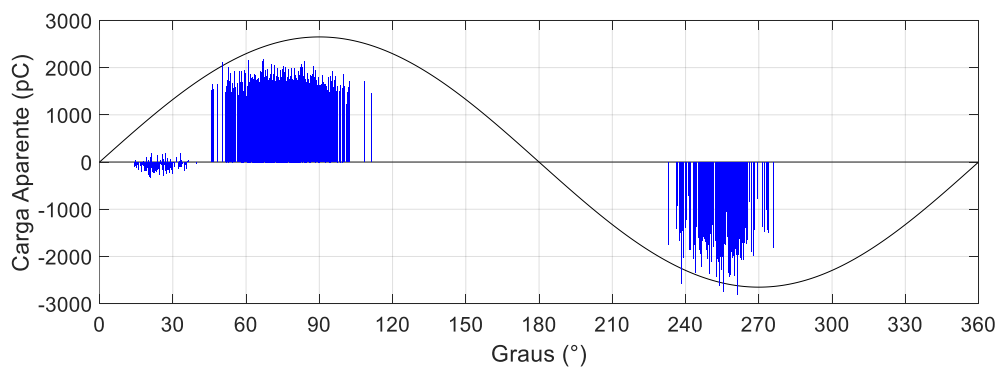
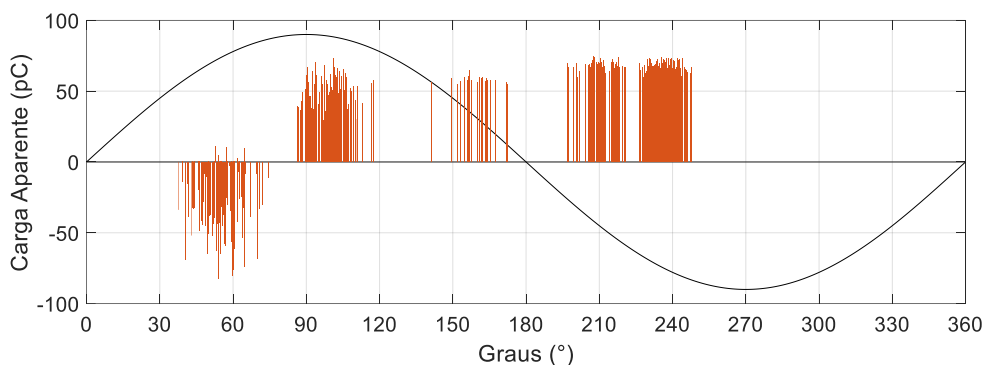


Figura 6-27 – Pentágono de Duval para concentração de gases do dia 3.

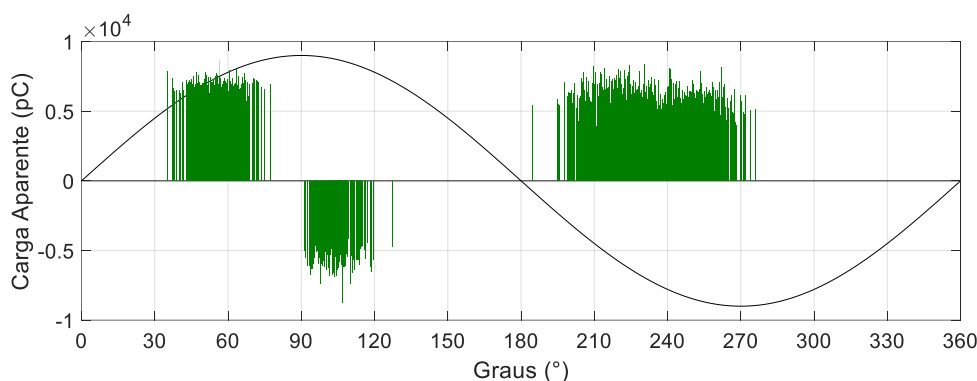
Embora a falha térmica diagnosticada através do pentágono de Duval não seja necessariamente provocada por descargas parciais, é possível verificar que o aumento anormal dos gases dissolvidos em óleo gera efeitos que, por sua vez, produzem DPs internas no isolamento do transformador. Para confirmar essa situação, o sistema de monitoramento foi aplicado a este caso, de modo que foi possível obter os gráficos resolvidos por fase conforme mostra a Figura 6-28 em relação ao dia 3.



(a)



(b)



(c)

Figura 6-28 – Gráficos de DPs resolvidos por fase obtido no monitoramento do dia 3.

A partir da Figura 6-28, nota-se que o transformador sob teste apresenta uma dispersão de pulsos de DPs ao longo de uma onda senoidal, sendo que as maiores concentrações se localizam próximas aos valores de pico. Isso pode levar a alguns diagnósticos como, por exemplo, de acordo com a IEEE Std. C57.113 (IEEE, 1991), defeitos causados no papel impregnado em óleo ou bolhas de gases que podem levar às DPs detectadas. No entanto, a gravidade dos pulsos detectados ao longo de uma senoide, deve ser observada junto ao valor de carga aparente obtido em cada fase. Tais valores são resumidos na Tabela 6-4.

Tabela 6-4 – Nível de DPs medidas.

Bucha de AT	Máxima Carga Aparente Positiva (pC)	Máxima Carga Aparente Negativa (pC)	Carga Aparente Média (pC)
Fase A	2164,50	-2811,39	950.89
Fase B	74,25	-82,20	39.83
Fase C	8664,31	-8721,35	4294.83

A partir da Tabela 6-4, pode-se notar uma discrepância entre a carga aparente detectada na bucha da fase B em relação aos valores detectados nas buchas das fases A e C. Tal discrepância, com altos valores de DPs, principalmente na bucha da fase C,

é um indicativo de defeito em alguma parte do transformador. Esta constatação também pode ser observada através da Figura 6-29, na qual é apresentado o sinal, no domínio da frequência, coletado em cada bucha de AT. Por essa figura, é evidente a formação de pulsos de descargas no espectro de alta frequência, próximos à faixa de 1,5 MHz, nos valores lidos nas buchas das fases A e C.

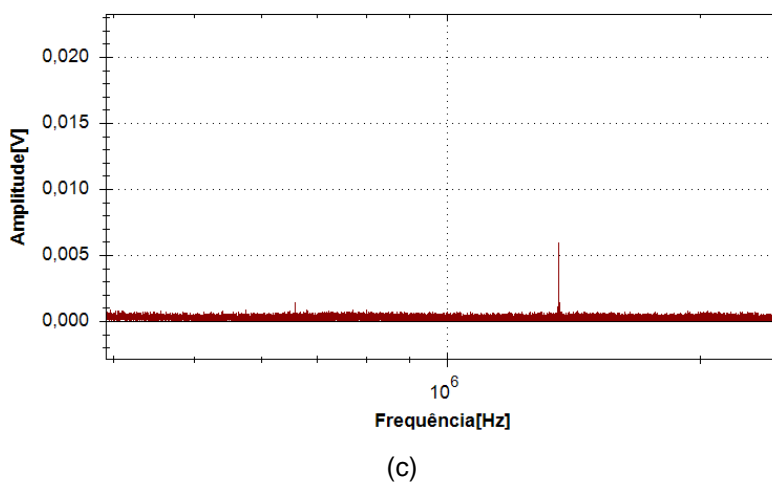
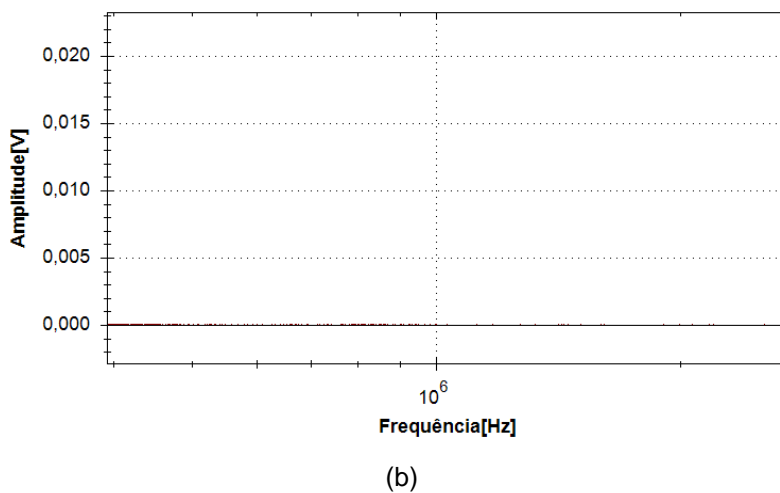
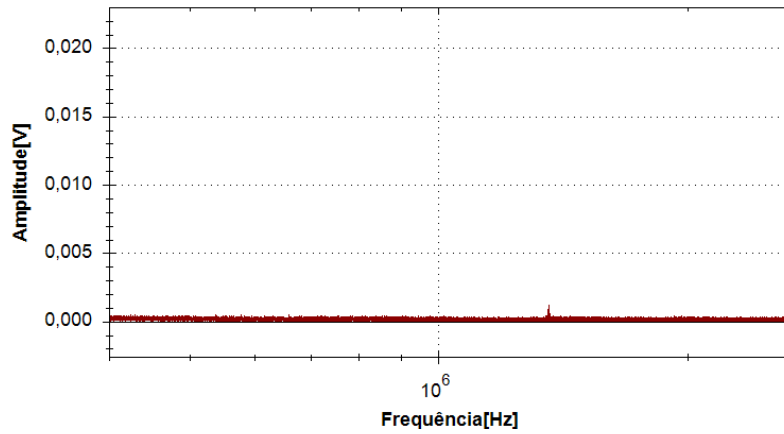


Figura 6-29 – Sinais capturados nas buchas de AT no espectro de alta frequência. (a) Fase A. (b) Fase B. (c) Fase C.

É importante mencionar que o sistema de monitoramento desenvolvido neste trabalho detecta as DPs, mas não a sua origem no ativo. A mesma observação é realizada para o monitor de gases dissolvidos em óleo. Assim, como forma de comprovar que as medições realizadas indicam, de fato, problemas internos no transformador, realizou-se a desmontagem do mesmo para uma inspeção visual, de modo que foi possível identificar sinais de degradação na conexão Y dos enrolamentos de baixa de tensão, conforme mostra a Figura 6-30.



(a)



(b)

(c)

(d)

Figura 6-30 – Degradação na conexão Y nos enrolamentos de BT do transformador.

Este caso é relevante de ser observado porque as descargas detectadas nas buchas são conseqüências de um processo que ocorreu dentro do tanque do transformador. A explicação para isso é que a degradação das conexões dos enrolamentos de BT, causada por superaquecimento do transformador, fez com que

partículas fossem depositados no óleo isolante presente no tanque. Quando isso ocorre, uma série de reações químicas são iniciadas dentro do tanque, causando o aumento da concentração dos gases dissolvidos, conforme indicado na Tabela 6-3, e gerando pequenas bolhas (preenchidas por gases) no isolamento. Essas bolhas, quando submetidas ao campo elétrico dentro do transformador, sofrem um processo de ionização que, por sua vez, desencadeia a formação de descargas parciais dentro do tanque. Assim, devido ao acoplamento capacitivo do circuito interno do transformador, é possível detectar tais descargas no terminal de *tap* da bucha condensiva.

Capítulo

7. Conclusões

7.1. Considerações Finais

Apresentou-se, neste trabalho, o desenvolvimento de um sistema de monitoramento de descargas parciais em transformadores de potência por meio do acoplamento capacitivo de um sensor ao *tap* de buchas condensivas. O sistema foi validado em ambiente laboratorial e em campo, onde as medições obtidas foram utilizadas para analisar as condições de serviço de distintos transformadores através de diferentes modos de análise.

Para que a proposta se mostrasse viável, considerou-se um conjunto de restrições sobre confiabilidade e processamento de dados. A confiabilidade foi alcançada com a implementação de um esquema de proteção suficiente para garantir a integridade da bucha e, conseqüentemente, do transformador, mesmo diante de situações extremas causadas por descargas atmosféricas ou manobras. Outro ponto importante para a confiabilidade foi o projeto do acoplador que garante uma conexão segura ao *tap*, ou seja, livre de umidade e partículas contaminantes. Em relação ao processamento dos dados, deve-se mencionar que a metodologia se apresentou válida para, além de identificar os eventos de DPs, possibilitar o cálculo das informações de modo compatível com as aplicações *online*, em que é requerido o envio ininterrupto de dados.

Dado esse desenvolvimento, vale destacar as seguintes conclusões:

- Os esquemas baseados na IEC 60270 (IEC, 2010), que utilizam sinais elétricos para detectar e medir descargas parciais, embora sejam historicamente aplicados em medições *offline*, com o equipamento fora de serviço, podem ser utilizados no monitoramento *online*, em campo. Para isso, no entanto, questões relacionadas à estanqueidade da conexão dos sensores ao *tap* e à garantia de que o *tap* não perca a referência de terra durante o funcionamento da bucha devem ser levadas em consideração.
- O método elétrico para a detecção de descargas parciais inclui vantagens em relação àqueles alternativos devido à sua capacidade de mensurar as DPs em termos da carga aparente. Isso permite, por conseguinte, que tal método possa ser calibrado e forneça, com maior grau de precisão o nível de severidade da ocorrência de DPs no isolamento.
- A análise das condições de isolamento de um transformador, quando pautada na ocorrência de descargas parciais, deve explorar características que, além da

magnitude da carga aparente, incluem a identificação dos pulsos dentro de uma onda senoidal, a concentração de pulsos em cada nível de carga aparente e a evolução temporal das DPs.

- A precisão de diagnósticos é incrementada quando a medição de descargas parciais é correlacionada com outros fatores associados às condições dielétricas do ativo. Nesse sentido, expõe-se a análise de gases dissolvidos em óleo e a análise da corrente de fuga no isolamento das buchas como técnicas complementares à análise da ocorrência de DPs.

A implementação de sistemas de monitoramento, conforme tratado nesta dissertação, é de fundamental importância para a otimização da eficiência operacional dos transformadores, uma vez que tais sistemas, a partir de informações em tempo real, possibilita um melhor planejamento da manutenção preventiva e, conseqüentemente, uma redução, ou mesmo a eliminação, das ocorrências de falhas desses equipamentos. Nesse contexto, menciona-se, portanto, que o desenvolvimento deste trabalho está alinhado com os seguintes aspectos:

- Aprimoramento das ações direcionadas à gestão de ativos: visto que o monitoramento implementado permite o acesso *online* às condições de serviço de transformadores, as equipes de supervisão podem planejar ações coordenadas para garantir melhor aproveitamento da vida útil do ativo.
- Alinhamento com as diretrizes de automação dos sistemas elétricos de potência: uma vez que os sistemas de monitoramento atuam em diferentes camadas da automação, desde os dispositivos instalados nas subestações até o gerenciamento dos processos, é possível projetar, por exemplo, a comunicação com relés e alarmes, de acordo com requisitos de proteção e controle.
- Planejamento da manutenção de campo: dada a possibilidade de extração de dados de forma remota e em tempo real, a manutenção deixa de ser baseada no tempo e passa a ser baseada nas condições. Dessa forma, possibilita-se, além da redução de custos com inspeções presenciais periódicas, a definição de critérios mais robustos para intervenções.
- Aumento da confiabilidade do sistema elétrico: transformadores de potência, como os destinados à aplicação deste trabalho, são responsáveis por parte do abastecimento de uma ou mais cidades de modo que qualquer prejuízo a estes equipamentos pode levar a uma contingência no sistema. Esse fato é mais

agravado quando se verifica que muitas subestações não contam com transformadores sobressalentes e dependem das unidades móveis que, apesar de conseguirem conter as consequências, podem demandar longo tempo para deslocamento e conexão. Diante de possíveis situações como essas, tem-se, por conseguinte, que os sistemas de monitoramento colaboram com a confiabilidade, uma vez que os mesmos são suficientes para identificar uma variedade de anomalias antes que elas se traduzam em falhas graves.

- Controle de indicadores de qualidade de energia elétrica (QEE): o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) estabelece que qualquer interrupção no fornecimento de energia é suficiente para impactar os indicadores FEC e DEC. Assim, uma vez que sistemas de monitoramento contribuem para evitar paradas não programadas em transformadores, tais sistemas também apresentam contribuições à QEE.

7.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

Apresentam-se, a seguir, algumas sugestões para futuros trabalhos:

- Utilizar o padrão IEC 61850 para implementar sistemas de automação de subestações através dos nós lógicos especificados para as descargas parciais e para buchas.
- Garantir a interoperabilidade do sistema de monitoramento com outros equipamentos da subestação através de dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs).
- Incorporar ao sistema de monitoramento de DPs a medição de fator de potência, capacitância e $\tan \delta$ em buchas condensivas por meio da soma fasorial das correntes de fuga no isolamento.
- Correlacionar, de forma automática em um IED, a análise de gases dissolvidos em óleo e a medição de DPs para garantir uma ferramenta autônoma de diagnósticos.
- Desenvolver modelos matemáticos para elaborar curvas de tendências da vida útil do ativo através do monitoramento de alguns conjuntos de parâmetros relacionados às condições de isolamento como, por exemplo, DPs, gases, fator de potência e capacitância de buchas.

- Utilizar sensores de corrente não intrusivos na conexão das buchas para monitorar a imagem térmica do transformador e correlacioná-la com as atividades de descargas parciais.

7.3. Publicação Técnico-Científica

Como resultado do trabalho desenvolvido durante o período do mestrado, publicou-se o seguinte artigo em periódico internacional:

- DAMIÃO, Laerty *et al.* Online Monitoring of Partial Discharges in Power Transformers Using Capacitive Coupling in the Tap of Condenser Bushings. *Energies*, v. 13, n. 17, p. 4351, 2020.

Capítulo

8. Referências

- ABB. Test adapter Installation and maintenance guide. Brochura 1ZSC000563-ACD. 2019.
- ABB. Transformer Handbook. 1ª Ed. Zurich: ABB, 2004.
- ABNT. NBR 5034 - Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV. 2014.
- ABNT. NBR 5356-3 - Transformadores de potência - Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar. 2007.
- ABNT. NBR 6936 - Técnicas de ensaios elétricos de alta-tensão. 1992.
- AGUIAR, Ezequiel Rabelo de. Análise de Resposta em Frequência Aplicada em Transformadores de Potência. 2007. 114 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.
- ALI, N. H. Nik; RAPISARDA, P.; LEWIN, P. L. Separation of multiple partial discharge sources within a high voltage transformer winding using time frequency sparsity roughness mapping. In: 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD). IEEE, p. 230-233, 2016.
- AZEVEDO, Cláudio Henrique Bezerra. Metodologia para a eficácia da detecção de descargas parciais por emissão acústica como técnica preditiva de manutenção em transformadores de potência imersos em óleo isolante. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Goiás. Goiânia, p. 92, 2009.
- BOGGS, Steven A. Partial discharge. Part III - Cavity-induced PD in solid dielectrics. IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 6, n. 6, p. 11-16, 1990.
- BRUNINI, Danilo de Melo. Localização de descargas parciais em transformadores de potência por meio de sistemas inteligentes e emissão acústica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Bauru, p. 100, 2017.
- BUCHHOLZ, M. The Buchholz protection system and its application in practice. ETZ, v. 49, n. 34, p. 1257-1262, 1928.
- CAGIDO, M. C. Impulso Atmosférico em Laboratório – Aplicação, Medição e Interpretação. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p. 133, 2014.
- CASTRO, B.; CLERICE, G.; ANDREOLI, A.; CAMPOS, F.; ULSON, J. A low cost system for acoustic monitoring of partial discharge in power transformer by Piezoelectric Sensor. IEEE Latin America Transactions, v. 14, n. 7, p. 3225-3231, 2016.

CHAKRAVORTI, Sivaji; DEY, Debangshu; CHATTERJEE, Biswendu. Recent trends in the condition monitoring of transformers. Power Systems Springer-Verlag: London, UK, 2013.

CHAPMAN, Stephen J. Fundamentos de Máquinas Elétricas. 5ª Ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.

CLARKE, Gordon; REYNDERS, Deon; WRIGHT, Edwin. Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems. Newnes, 2004.

DEL VECCHIO, R. M.; FEGHALI, B.; AHUJA, D. Transformer design principles: with applications to core-form power transformers. 3a Ed. Boca Raton, FL: CRC press, 2018.

DUVAL, Michel. Fault Gases Formed In Oil-Filled Breathing EHV Power Transformers- Interpretation Of Gas-Analysis Data. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1974.

DUVAL, Michel; LAMARRE, Laurent. The Duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers. IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 30, n. 6, p. 9-12, 2014.

EDIN, H. Partial Discharges Studied with variable frequency of the applied voltage. Thesis (Ph.D.) – Electrical Engineering, Kungl Tekniska Hogskolan, Stockholm, 2001.

FERRAZ, Guilherme Martinez Figueiredo. Proposta de um Modelo de Circuito Equivalente para Representação em Banda Larga de Transformadores de Distribuição. 2015. 98 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.

FIRUZI, K.; VAKILIAN, M.; PHUNG, B. T.; BLACKBURN, T. A hybrid transformer PD monitoring method using simultaneous IEC60270 and RF data. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 34, n. 4, p. 1374-1382, 2019.

FIRUZI, K.; VAKILIAN, M.; PHUNG, B. T.; BLACKBURN, T. Transformer components impact on compatibility of measured PDs: comparison of IEC60270 and RF methods. High Voltage, v. 4, n. 1, p. 33-40, 2019.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; UMANS, S. D. Máquinas elétricas: com introdução à eletrônica de potência. 6ª Ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

FRIMPONG, G.; GAFVERT, U.; FUHR, J. Measurement and modeling of dielectric response of composite oil/paper insulation. In: Proceedings of 5th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials. p. 86-89, IEEE, 1997.

FRONTIN, S. O. Equipamentos de Alta Tensão - Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas. 1ª Ed. 2013.

FUANGSOONGNERN, Urairat; PLUEKSAWAN, Winai; TIKAKOSOL, Kittimasak. A measurement technique to identify and locate partial discharge in transformer with AE and HFCT. In: Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), IEEE, p. 108-113, 2014.

FUHR, Jitka; ASCHWANDEN, Thomas. Identification and localization of PD-sources in power-transformers and power-generators. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, v. 24, n. 1, p. 17-30, 2017.

GUTNIK, Yvan. Estudo dos piezoeletretos na detecção de descargas parciais em transformadores. Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

HAMPTON, B. F.; MEATS, R. J. Diagnostic measurements at UHF in gas insulated substations. In: IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution). IET Digital Library, p. 137-144, 1988.

HARLOW, James. Electric power transformer engineering. 3a Ed. Boca Raton, FL: CRC press, 2012.

HEATHCOTE, Martin. The J & P Transformer Book. 13a Ed. Burlington, MA: Elsevier, 2007.

IEC 60270. High-voltage test techniques—Partial discharge measurements. 2010.

IEEE Std. C57.113. IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors. 2010.

IEEE Std. C57.113. IEEE Guide for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors. 1991.

IEEE Std. C57.104. Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. 2019.

IEEE Std. C57.143. Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components. 2012.

JALIL, A.; ROSMI, S.; ROHANI, H.; ISA, M.; ROSLIZAN, D.; LEOW, W. Z.; JAMLOS, A. UHF Sensors for On-line Partial Discharge Detection on Power Transformer: Hilbert fractal, Moore Fractal and Peano fractal. In: 2020 IEEE 8th Conference on Systems, Process and Control (ICSPC). p. 202-207, 2020.

JESZENSZKY, Sandor. History of transformers. IEEE Power Engineering Review, v. 16, n. 12, p. 9, 1996.

JIAGUI, T.; JINGGANG, Y.; GAOXIANG, Y.; JU, T. A system using fluorescent fiber for partial discharge detection in transformer. In: 2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), p. 1-4, 2016.

KARMAKAR, Subrata; KALATHIRIPI, Hussain. Study of partial discharge activity in oil filled needle-plane electrode using acoustic emission technique and its effect on dielectric liquid. In: 2017 IEEE 19th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), p. 1-4, 2017.

KAŠKA, Miloš. Experience with monitoring and location of partial discharges inside of high voltage oil power transformers. In: Diagnostic of Electrical Machines and Insulating Systems in Electrical Engineering (DEMISEE), p. 56-59, 2016.

KUFFEL, R.; ZAENGL, W. S.; KUFFEL, J. High voltage engineering: fundamentals. London: Butterworth-Heinemann, 2000.

KULKARNI, Satish V.; KHAPARDE, Shrikrishna A. Transformer Engineering: Design, Technology, and Diagnostics. 2a Ed. Boca Raton, FL: CRC press, 2013.

KUNICKI, Michal; CICHONÍ, Andrzej; BORUCKI, Sebastian. Measurements on partial discharge in on-site operating power transformer: A case study. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 12, n. 10, p. 2487-2495, 2018.

LEMKE, E. WG D1.33 - Guide for Partial Discharge measurements in compliance to IEC 60270. Paris: Cigrè, 2008.

LLOYD, W. L.; STARR, E. C. Methods used in investigating corona loss by means of the cathode ray oscillograph. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, v. 46, p. 997-1008, 1927.

MALAQUIAS, Paulo Eduardo. Estudo da degradação do papel isolante através de ensaios de envelhecimento. 2017. Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP.

MAMEDE FILHO, J. Manual de Equipamentos Elétricos. 5ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2019.

MAMEDE FILHO, J; MAMEDE, D. R. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. 1ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

- MARKALOUS, Sacha M.; TENBOHLEN, Stefan; FESER, Kurt. Detection and location of partial discharges in power transformers using acoustic and electromagnetic signals. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, v. 15, n. 6, p. 1576-1583, 2008.
- MARTINEZ, M. L. B.; Neto, E. T. W.; SALLES, C. Técnicas em Alta Tensão - Teoria e Prática. LAT-EFEI, 2012.
- MEIJER, Sander *et al.* UHF PD sensitivity check on power transformers. In: Proc. 14th International Symposium on HV Engineering (ISH). 2005.
- 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, 2018.
- MIKULECKY, Antun; STIH, Zeljko. Influence of temperature, moisture content and ageing on oil impregnated paper bushings insulation. *IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation*, v. 20, n. 4, p. 1421-1427, 2013.
- MURTY, K. K. Fundamentals of condenser bushings. *Transformers Magazine*, v. 4, n. 5, p. 30-37, 2017.
- MYERS, Stanley D.; KELLY, Joseph J.; PARRISH, Robert H. A guide to transformer maintenance. Transformer Maintenance Institute, 1981.
- NAIDU, M. S.; KAMARAJU, V. High voltage engineering. McGraw-Hill Education, 1995.
- OPPENHEIM, V.; SCHAFER, W. Digital signal processing. 3a Ed. Pearson, p. 688, 2013.
- OSVATH, P.; ZINGALES, G.; BARTNIKAS, R.; SALAMA, A.; VON GLAHN, P.; GULSKI, E.; QUINLAN J.; Steiner, J.; STONE, C. Comment and discussion on digital processing of PD pulses. *IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation*, v. 2, n. 4, p. 685-699, 1995.
- PAINE, E. B.; BROWN, H. A. Corona discharge on rubber-insulated cables. *Electrical Engineering*, v. 59, n. 12, p. 709-714, 1940.
- PANSINI, Anthony J. Electrical Transformers and power equipment. 3a Ed. Lilburn, GA: The Fairmont Press, Inc., 1999.
- QUINN, G. E. A method for detecting the ionization point on electrical apparatus. *Electrical Engineering*, v. 59, n. 12, p. 680-682, 1940.

RAHMAN, M. A.; LEWIN, P. L.; RAPISARDA, P. Comparative study of partial discharge localisation techniques within transformer windings. In: Electrical Insulation Conference (EIC), 2015 IEEE. IEEE, 2015. p. 81-84.

REYKHERDT, Andrey A.; DAVYDOV, Valery. Case studies of factors influencing frequency response analysis measurements and power transformer diagnostics. IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 27, n. 1, p. 22-30, 2011.

RIZK, F. A. M.; TRINH, G. N. High Voltage Engineering. 3a Ed. CRC Press, 2014.

RYAN, H.M. High voltage engineering and testing. 3a Ed. London: IET, 2013.

SAHA, Tapan K. Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation, v. 10, n. 5, p. 903-917, 2003.

SAHA, Tapan K.; PURKAIT, Prithwiraj. Transformer Ageing: Monitoring and Estimation Techniques. 1a Ed. Singapore: Willey IEEE Press, 2017.

SCHWARZ, R.; JUDENDORFER, T.; MUHR, M. Review of partial discharge monitoring techniques used in high voltage equipment. In: 2008 IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, p. 400-403, 2008.

SCHWARZ, Robert; MUHR, M.; PACK, Stephan. Partial discharge detection in oil with optical methods. In: IEEE International Conference on Dielectric Liquids, 2005 (ICDL 2005), p. 245-248, IEEE, 2005.

SEN, Paresh Chandra. Principles of electric machines and power electronics. 2a Ed. John Wiley & Sons, 1997.

SHARIFINIA, S.; ALLAHBAKHSHI, M.; GHANBARI, T.; AKBARI, A.; MIRZAEI, H. A New Application of Rogowski Coil Sensor for Partial Discharge Localization in Power Transformers. IEEE Sensors Journal. 2021.

SILVA, L. N. A. Monitoramento e Diagnóstico de Buchas de Alta Tensão. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2007.

SOKOLOV, V.; BERLER, Z.; RASHKES, V. Effective methods of assessment of insulation system conditions in power transformers: a view based on practical experience. In Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference (Cat. No. 99CH37035). p. 659-667, IEEE, 1999.

- SUBRAMANIAM, Aravinth; RAMAN, Santosh; PANDA, Kumar. Comparison of Partial Discharge signal in a Three phase Transformer by UHF, TEV and HFCT sensors. In 2021 1st International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE-2021), p. 1-4, 2021.
- SAMIMI, Mohammad Hamed; ILKHECHI, Hossein Dadashi. Survey of different sensors employed for the power transformer monitoring. IET Science, Measurement & Technology, 2019.
- TANG, Wen Hu; WU, Q. H. Condition monitoring and assessment of power transformers using computational intelligence. Springer Science & Business Media, 2011.
- TENBOHLEN, S.; BELTLE, M.; SIEGEL, M. PD monitoring of power transformers by UHF sensors. In: 2017 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM), p. 303-306, 2017.
- TORRES-ARIAS, J. A.; QUEZADA-VIÑANZACA, C. M.; CHACÓN-TROYA, D. P.; QUIZHPI-PALOMEQUE, F. Measurement of internal partial discharges in dielectric oils by applying the electrical method. In: 2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), p. 1-6, 2017.
- TYKOCINER, Joseph Tykocinski; BROWN, Hugh Alexander; PAINE, Ellery Burton. Oscillations due to ionization in dielectrics and methods of their detection and measurement: a report. University of Illinois at Urbana Champaign, College of Engineering. Engineering Experiment Station, 1933.
- WADHWA, C. L. High voltage engineering. New Age International, 2006.
- WANG, D; ZHOU, L.; DAI, C.; GUO, L.; LIAO, W. Insulation defect diagnostic method for OIP bushing based on multiclass LS-SVM and cuckoo search. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, v. 69, n. 1, p. 163-172, 2019.
- WARD, Barry H. Digital techniques for partial discharge measurements. IEEE transactions on power delivery, v. 7, n. 2, p. 469-479, 1992.
- WINDERS, John. Power transformers: principles and applications. New York: Marcel Dekker, 2002.
- WU, M.; CAO, H.; CAO, J.; NGUYEN, H. L.; GOMES, J. B.; KRISHNASWAMY, S. P. An overview of state-of-the-art partial discharge analysis techniques for condition monitoring. IEEE electrical insulation magazine, v. 31, n. 6, p. 22-35, 2015.

XU, Y.; LIU, W.; GAO, W.; ZHANG, X.; WANG, Y. Comparison of PD detection methods for power transformers-their sensitivity and characteristics in time and frequency domain. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, v. 23, n. 5, p. 2925-2932, 2016.

ZHOU, H. Y.; ZHANG, M.; LI, C. R.; CUI, B. Y.; WU, Y. Y. Optical fiber acoustic emission sensor for GIS partial discharge detection. In: Optical Sensors. Optical Society of America, 2019.