
**Detecção de Falha Prematura em Transformadores
de Potência por Meio de Análise de Sinais de
Descargas Parciais**

Guilherme Martinez Figueiredo Ferraz

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

**Detecção de Falha Prematura em Transformadores
de Potência por Meio de Análise de Sinais de
Descargas Parciais**

Guilherme Martinez Figueiredo Ferraz

Orientador: Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto
Universidade Federal de Itajubá

Tese submetida à Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica Universidade Federal de Itajubá, como requisito para a obtenção do título de doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica, na área de Sistemas Elétricos de Potência.

Itajubá, fevereiro de 2022

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Manuel Luís Barreira Martinez pela orientação durante o período de graduação e mestrado, além da exímela capacidade técnica foi determinante no direcionamento da minha formação profissional e pessoal. Aquele que ocupou o seu lugar na coordenação do doutorado, o Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto, pela compreensão e sabedoria. A excelente revisão do Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez e inestimáveis conselhos.

A minha estimada família, independentemente das minhas ausências estiveram ao meu lado.

Aos colegas da HVEX por possibilitar o resultado desta tese e aos quais me espelho diariamente para tornar-me um profissional melhor e mais completo.

A ENERGISA por financiar este projeto e acreditar no potencial das ferramentas desenvolvidas pela nossa equipe.

A ISA CTEEP e ALUPAR por propiciarem um ambiente de compartilhamento de informações tecnicamente rico e agradável.

A CHESF por criar desafios gerenciais inigualáveis e fortalecer minha resiliência.

“The punches you miss are the ones that wear you out” Angelo Dundee

“Failure is simply the opportunity to begin again, this time more intelligently” Henry Ford

RESUMO

Esta tese apresenta uma investigação destinada a detectar falhas prematuras em transformadores de potência. Para atingir tal objetivo foi necessário desenvolver um sistema de detecção de descargas parciais por meio de análise de sinais coletados diretamente dos terminais da bucha capacitiva e da corrente de fuga de aterramento. Desta forma, propôs-se um sistema de aquisição, tratamento de dados e monitoramento de descargas parciais inovador ao mitigar pontos frágeis a partir da análise do estado da arte de sistemas de medição de descargas parciais utilizados pelos principais fabricantes existentes no mundo. Em seguida abordou-se os desafios e principais barreiras tecnológicas para a concepção e fabricação de sensores de campo destinados à essa atividade. Descreve-se ao longo do texto as escolhas técnicas adotadas visando o desenvolvimento de um sistema de monitoramento em campo e os desafios computacionais encontrados ao longo do processo de desenvolvimento de um programa para computador de análise, ágil e robusto a falhas. Em seguida são apresentados os métodos de filtragem digital utilizados para a tarefa de permuta entre o domínio do tempo e o domínio da frequência. Portanto o sistema proposto visa detectar a formação de descargas parciais em situações iniciais com técnicas de análise de dados e captura pelo acoplador capacitivo, processar tais informações e definir a correlação com técnicas consagradas de análise de formação de gases combustíveis detectados no óleo isolante. Também são descritas as dificuldades encontradas durante a investigação e os custos computacionais que essa ação de análise exige. Por fim apresenta-se, por meio de estudos de casos, alguns exemplos de detecção de falhas de transformadores instalados em campo, transformadores de corrente e para-raios, as vantagens do sistema de detecção de falhas proposto nessa pesquisa e a sua aplicação a diferentes dispositivos que compartilham da degradação através da formação de descargas parciais.

Palavras-chave: descargas parciais, filtro digital, sensores, programa para computador, transformador de força

SUMÁRIO

1.	Introdução e Motivação da Tese	1
1.1.	Organização do Texto	2
1.2.	Motivação	2
1.3.	Originalidade	3
1.4.	Aplicabilidade	4
1.5.	Relevância.....	5
1.6.	Hipótese a ser investigada.....	5
1.7.	Objetivo Geral.....	5
1.8.	Objetivo específico	6
2.	Técnicas de Monitoramento e Diagnóstico de Falha em Transformadores.....	7
2.1.	Monitoramento de Transformadores de Potência	8
2.1.1.	Priorização de transformadores na gestão de ativos	8
2.1.2.	Padrão de falha em transformadores de potência	9
2.1.3.	Decomposição da taxa de falha de um transformador	10
2.1.4.	Monitoramento e Diagnóstico	13
2.1.5.	Componentes, falhas e técnicas de diagnósticos em transformadores de potência 15	
2.2.	Técnicas de monitoramento e diagnóstico em sistemas de isolamento de transformadores de potência.....	18
2.2.1.	Métodos químicos tradicionais para avaliação de condição de transformadores.....	20
2.2.2.	Análise de gás dissolvido.....	20
2.2.3.	Detecção de alterações nas características dos dielétricos	20
2.2.4.	Detecção de distorção dos enrolamentos	21
2.3.	Detecção de Descargas Parciais	22
2.3.1.	Introdução	22
2.3.2.	Definição e Classificação de Descargas Parciais	22
2.3.3.	Mecanismos de Estresse no Isolamento Ativados por Descargas Parciais 26	
2.3.4.	Método Elétrico.....	28
2.3.5.	Vantagens e Desvantagens do Método Elétrico	34
2.3.6.	Método Acústico	35
2.3.7.	Vantagens e Desvantagens da Metodologia Acústica	37
2.3.8.	Método de Ultra-Alta Frequência - UHF.....	38

2.3.9.	Vantagens e Desvantagens da Metodologia UHF	39
2.3.10.	Método Óptico.....	40
2.3.11.	Vantagens e Desvantagens do Método Óptico:	41
2.3.12.	Método Químico.....	42
2.3.13.	Vantagens e Desvantagens do Método Químico	43
2.3.14.	Quadro-resumo dos Métodos de Identificação de Descargas Parciais 44	
2.4.	Tecnologias Existentes para Monitoramento de Transformadores de Potência 45	
2.4.1.	Fabricante 1	45
2.4.2.	Fabricante 2 com módulo 1	46
2.4.3.	Fabricante 2 com módulo 2	47
2.4.4.	Fabricante 2 com módulo 3	47
2.4.5.	Fabricante 3	48
2.4.6.	Fabricante 4	50
2.4.7.	Fabricante 5	50
2.4.8.	Fabricante 6	51
2.5.	Comparação das Tecnologias Existentes	52
3.	Estado da Arte para o Monitoramento de Descargas Parciais	54
3.1.	Introdução	55
3.2.	Estado da Arte.....	55
3.3.	Discernimento Sobre o Estado da Arte	67
4.	Sistema de Captura e Algoritmo para Análise de Descargas Parciais	68
4.1.	Introdução	69
4.2.	Aquisição de Sinais em Banda Larga	70
4.3.	Acoplador para Tap Capacitivo.....	71
4.4.	Painel para Medição e Monitoramento.....	79
4.5.	Programa para Cálculo das DPs e Envio de Dados.....	83
4.6.	Estudo de Caso Um - Transformador de Força	94
4.7.	Estudo de Caso Dois - Transformador de Corrente (TC)	100
4.8.	Estudo de Caso Três - Para-Raios de Subestação.....	103
4.9.	Dificuldades inerentes à aplicação em campo	105
5.	Conclusões.....	107
5.1.	Equipamento de Monitoramento e Aquisição de Sinais	108
5.2.	Programa de Processamento e Envio de Dados	109
5.3.	Estudos de Caso	109

5.4. Trabalhos Futuros.....	110
Referências Bibliográficas	111

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Padrão de falha de um transformador, adaptado de [7].	9
Figura 2 - Decomposição da taxa de falha de um transformador, fonte: próprio autor.	10
Figura 3 - Taxa de falha dos transformadores da distribuidora, fonte: próprio autor.	12
Figura 4 - Taxa de falha por desagregação de classe de tensão, fonte: próprio autor.	12
Figura 5 - Funcionalidades dos sistemas de monitoramento e diagnóstico, fonte: próprio autor.	13
Figura 6 - Árvore de falhas de um transformador de potência com os componentes destacados em azul e as causas em cinza, fonte: próprio autor	14
Figura 7 - Componentes para monitoramento. Adaptado da imagem [12]	15
Figura 8 - Tipos principais de descargas parciais, fonte: próprio autor.	24
Figura 9 - Tipos de descargas parciais mistas, fonte: próprio autor	24
Figura 10 - Pulso típico de uma descarga parcial [20].	26
Figura 11 - Efeitos físicos das DPs e métodos de detecção, fonte: próprio autor, como referência a [21].	27
Figura 12 - Circuito de medição de DPs usando o modo de acoplamento de derivação de bucha [21].	28
Figura 13 - Circuito de medição de DPs para transformadores de potência [21].	29
Figura 14 - Exemplos mais comuns de descargas e interferências durante ensaio de descargas parciais em transformadores de potência [17]	32
Figura 15 - Curvas fasoriais típicas. (a) $q \times \phi$ (b) $\phi \times q \times n$ [5]	33
Figura 16 - Curva $q \times t$ típica [5].	33
Figura 17 - Curva $q \times V$ típica [5].	34
Figura 18 - Diagrama de blocos do sistema de detecção de DPs pelo método acústico [22]	35
Figura 19 - Sinais acústicos típicos em transformadores. (a) Sinal em “forma de flecha” (b) Sinal em “forma de ovo” [23]	36
Figura 20 - Sensores UHF. (a) Sensor de disco. (b) Sensor janela. (c) Sensor de válvula. (d) Sensor de barreira [24].	39
Figura 21 - (a) Esquemático para detecção de DPs pelo método óptico em equipamentos isolados a gás. (b) Espectro óptico para ruptura dielétrica em gás SF ₆ [26].	41
Figura 22 - Pentágono de Duval com registro de ocorrências, fonte: próprio autor	43
Figura 23 - Atributos dos sensores frente a suas características, fonte: próprio autor.	53
Figura 24 - Circuito utilizado para geração e detecção de DPs [38].	57
Figura 25 - Sensor de baixo custo utilizado [40].	59
Figura 26 - Esquema para identificação de DPs [40]	59
Figura 27 - Circuito utilizado no experimento [51]	64
Figura 28 - Sistema avançado de detecção de DPs. (1) Analisador de espectro; (2) Osciloscópio digital; (3) Sistema PRPDA (Analisador de DPs); (4) Transformador de corrente de banda larga [52].	65
Figura 29 - Esquemático para detecção de DPs utilizado nesta tese, fonte: próprio autor	69
Figura 30 - Diagrama de simulação, fonte: próprio autor	70
Figura 31 – Quadro compartilhado dos sinais capturados por um sistema de monitoramento de descargas parciais variando a impedância terminal, Rshunt de 50 Ω a esquerda e Rshunt de 1 MΩ a direita, fonte: próprio autor	71

Figura 32 - Vista corte de uma bucha capacitiva com tap acessível, fonte: próprio autor	72
Figura 33 - Vista corte a esquerda e visto isométrica a direita da sonda capacitiva, fonte: próprio autor	73
Figura 34 - Vista isométrica da placa para acoplamento capacitivo sem blindagem, fonte: próprio autor	73
Figura 35 - Circuito do acoplador, fonte: próprio autor	75
Figura 36 - Proteção dos canais do osciloscópio, fonte: próprio autor	75
Figura 37 - Diagrama de Bode do acoplador capacitivo, fonte: próprio autor	76
Figura 38 - Foto dos ensaios em laboratório de tensão suportável à frequência industrial, fonte: foto do próprio autor.....	77
Figura 39 - Foto dos ensaios em laboratório de impulso atmosférico, fonte: foto do próprio autor	77
Figura 40 - Foto detalhando o acoplamento capacitivo, fonte: foto do próprio autor ...	78
Figura 41 - Vistas lateral e frontal do painel, fonte: próprio autor	80
Figura 42 - Painel instalado em campo com as descrições básicas, fonte: próprio autor	81
Figura 43 - Esquema simplificado do sistema de monitoramento, fonte: próprio autor	82
Figura 44 - Sondas capacitivas instaladas em campo, fonte: foto do próprio autor	82
Figura 45 - Transformador monitorado na subestação Álvares Machado, fonte: foto do próprio autor	83
Figura 46 – Medidor de alta frequência e tela de captura de dados do osciloscópio, fonte: próprio autor	83
Figura 47 - Fluxograma do programa para cálculo de DP, fonte: próprio autor	85
Figura 48 - Metodologia de detecção do algoritmo, fonte: próprio autor.....	87
Figura 49 - Esquema para calibração do sistema a esquerda e calibração sendo realizada em campo a direita, fonte: próprio autor	88
Figura 50 - Calibrador de descargas parciais, fonte: próprio autor.....	88
Figura 51 - Tela principal com a calibração em campo, fonte: próprio autor	89
Figura 52 - Aquisição em ambiente controlado com ativo em perfeitas condições de operação, fonte: próprio autor.....	90
Figura 53 - Transformada Rápida de Fourier aplicada a detecção de DPs, fonte: próprio autor	91
Figura 54 - Gráfico de dispersão de DPs na onda portadora para circuito monofásico, fonte: próprio autor	91
Figura 55 - Gráfico de dispersão de DPs e onda portadora para circuito trifásico, fonte: próprio autor	92
Figura 56 - Tensão RMS lida na bucha capacitiva, fonte: próprio autor	94
Figura 57 - Mancha de tensão versus ângulo, fonte: próprio autor.....	94
Figura 58 - Evolução na gestão de ativos, fonte: próprio autor	95
Figura 59 - Fluxograma do projeto de P&D, fonte: próprio autor	96
Figura 60 - Quadro comparativo das empresas da distribuidora de energia por índice de criticidade de transformadores de potência, fonte: próprio autor	96
Figura 61 - Transformador com presença de descargas parciais, fonte: próprio autor	97
Figura 62 - FFT de transformador com presença de descargas parciais, fonte: próprio autor	98
Figura 63 - Análise no domínio da frequência do transformador estudo de caso, fonte: próprio autor	99

Figura 64 - Pontos de fragilidade do isolamento com formação de DPs, fonte: próprio autor	100
Figura 65 - Mancha de dispersão monofásico de DPs em transformador de corrente ensaiado em laboratório, fonte: próprio autor	102
Figura 66 - Mancha de dispersão trifásico de DPs em transformador de corrente ensaiado em campo SE Bauru da CTEEP-ISA, fonte: próprio autor	102
Figura 67 – Localização de DPs sobreposta a corrente de fuga em circuito trifásico de transformador de corrente ensaiado em campo na SE Bauru da CTEEP-ISA, fonte: próprio autor	103
Figura 68 - Manchas de dispersão de DP dos para-raios, SE Cuiabá, fonte: próprio autor	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Componentes, falhas e técnicas de diagnósticos em TF de potência [9] ...	15
Tabela 2 - Relações de concentração para DPs. Métodos de Dornenbur e de Rogers [18]	42
Tabela 3 - Quadro-resumo das técnicas de identificação de DPs, fonte: próprio autor	44
Tabela 4 - Kits disponíveis para o MS 3000 [28]	46
Tabela 5 - Impulsos de corrente e tensão residual no acoplador capacitivo, fonte: próprio autor	78
Tabela 6 - Variáveis de saída do programa desenvolvido, fonte: próprio autor.	92
Tabela 7 - Gases dissolvidos no transformador estudo de caso em dias subsequentes, fonte: próprio autor	98
Tabela 8 - Resultados de DPs no transformador estudo de caso, fonte: próprio autor	99
Tabela 9 - Coleta de dados dos para-raios da SE Cuiabá, fonte: próprio autor.....	104

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Definição de fator de escala.....	30
Equação 2 - Carga aparente.....	30
Equação 3 - Carga de calibração.....	30
Equação 4 - Corrente média de descarga.....	31
Equação 5 - Potência média da descarga.....	31
Equação 6 - Taxa quadrática da descarga.....	31
Equação 7 - Hiperboloide 1.....	37
Equação 8 - Hiperboloide 2.....	37
Equação 9 - Hiperboloide 3.....	37
Equação 10 - Hiperboloide 4.....	37
Equação 11 - Definição do gatilho.	86
Equação 12 - Cálculo de carga aparente de uma DP	87
Equação 13 - Fator de escala	89
Equação 14 - Carga aparente.....	89

LISTA DE ABREVIATURAS

AE – Emissão acústica
BDV – *Braked Discharge Voltage*
CA – Corrente alternada
DBSCAN – Clusterização Espacial Baseada em Densidade de Aplicações com Ruído
DGA – Análise de Gases Dissolvidos
DSI – Interferências Espectrais Discretas
DP – Descarga parcial
DEC – Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
EM – Eletromagnético
FDS - Espectroscopia no Domínio da Frequência
FEC – Frequencia equivalente de interrupção por unidade consumidora
FFT – Transformada Rápida de Fourier
FRA – *Frequency Response Analysis*
FIT – *Finite Integration Time*
GIS – *Gas Insulated Substation*
HFCT – Transformador de Corrente de Alta Tensão
IFRA – *Impulse Frequency Response Analysis*
LPFT – Transformada Polinomial Local De Fourier
LPP – Periodograma Polinomial Local
MM – Morfologia Matemática
OPTICS – Ordenação de Pontos de Pedido para Identificar a Estrutura de Cluster
PCA – Análise de Componente de Princípios
PDC - Medição da Corrente de Polarização e Despolarização
PDIV – *Partial Discharge Initial Voltage*
PRPDA – Análise de Padrão de Descarga Parcial
RVM - Medição de Tensão de Recuperação ou Retorno
SIN – Sistema Interligado Nacional
SFRA – *Sweep Frequency Response Analysis*
TDOA – Método da Diferença de Tempo de Chegada
TF – Taxa de Falha
UHF – *Ultra High Frequency*
UPS – *Uninterruptible Power Supply*
VHF – *Very High Frequency*

1. Introdução e Motivação da Tese

1.1. Organização do Texto

Apresenta-se no capítulo 1 a estruturação e motivação para escolha do tema objeto dessa investigação científica, em seguida, faz-se a descrição da hipótese a ser provada, bem como os objetivos gerais e específicos. No capítulo 2, faz-se uma descrição detalhada das principais falhas de transformadores de potência, das técnicas de monitoramento mais comuns existentes no mercado, dos sistemas de processamento de sinais mais corriqueiros e das mais avançadas soluções de análise com avaliação de custo versus benefícios. O capítulo 3 é dedicado a uma revisão criteriosa do estado da arte do monitoramento de descargas parciais com uma descrição das respectivas vantagens e desvantagens de cada metodologia de medição. O desenvolvimento dos sensores, proteção do sistema de aquisição de sinais, o tratamento de dados, os testes executados em laboratório e em campo, correlação de eventos em diversos equipamentos de potência, bem como as inerentes dificuldades de monitorar pequenas perturbações em um ambiente altamente ruidoso como uma subestação energizada são objeto do capítulo 4. Finalmente são apresentadas as conclusões da tese no capítulo 5, além dos benefícios frente a utilização das técnicas apresentadas e a sua resiliência quando exposto a outros equipamentos existentes em uma subestação de energia.

1.2. Motivação

Um dos grandes motivadores para execução desta investigação foi a demanda existente no setor elétrico de um sistema de detecção de falhas prematuras em transformadores de potência. Essa demanda ficou evidente a partir do sinistro de um transformador WEG: tensão 138 kV e potência 30 MVA, fabricado em 2009 e instalado na subestação 4 em Presidente Prudente. Este equipamento não apresentou evolução nos níveis de gases nas amostras semestrais cromatográficas e a análise atualmente utilizada, com técnicas de medição espaçada no tempo, indicavam situação operativa normal. Todavia ele colapsou por falha de isolamento interno no início de sua vida contábil implicando em elevados custos de reparo, em torno de R\$ 1 milhão. A este custo devem-se somar os impactos nos indicadores de qualidade de energia Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) e Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC). Em consonância com este evento observou-se que transformadores acima de 30 MVA possuem alto custo de aquisição, elevado tempo de reparo e manobra, mas não detêm um sistema supervisor de descargas parciais (DP), principal motivador de falhas de isolamento interna. A justificativa para a não utilização desses sistemas supervisórios se dá devido ao fato de serem equipamentos importados e seu custo percentual frente ao elemento monitorado é elevado. Pelas atuais cotações os sensores e relés podem passar de trinta por cento do valor do transformador.

Vale ressaltar que existem no mercado internacional, diversos sistemas de medição de descargas parciais, apresentados no capítulo 2. Entretanto esses sistemas não correlacionam

variáveis ambientais de interferência como atuação de disjuntores de proteção, energização de linha ou a saída de operação de um banco de capacitores, sendo todos estes eventos causadores de ruídos de alta frequência que podem ser confundidos como a formação de uma descarga parcial. Além disso, os sistemas e soluções existentes no mercado internacional não possuem protocolos de comunicação aberto no que tange o diagnóstico do transformador para integração e diagnóstico local, dependendo de um especialista para analisar os eventos inviabilizando a automação de alarmes ou a correlação de eventos através de sistemas complexos a nível de pós operação.

Destaca-se que a aplicação em campo requer uma abordagem de processamento de sinais com preocupação frente a blindagem dos sistemas de aquisição, surtos nos canais de leitura, resistência a intemperes, resiliência a falhas e relacionamento com outros sensores ou sinais capturados pela corrente de fuga.

1.3. Originalidade

Esta Tese consiste no desenvolvimento de um sistema de predição de falha de transformadores de potência através da medição com elevada banda de leitura em termos de frequência de aquisição e resolução vertical para análise de descargas parciais através de divisor capacitivo, utilizando a bucha de alta tensão do transformador de potência como elemento primário. Este desenvolvimento é original pois: (i) não existe matriz de fabricação destes sensores e sistema de aquisição no Brasil, segundo; (ii) porque os programas de processamento de sinais e detecção de descargas parciais são proprietários, levando a necessidade do desenvolvimento, e; (iii) os sensores existentes não correlacionam à formação de descargas parciais no ponto de acoplamento capacitivo com a análise da corrente de fuga do objeto sob investigação.

A descarga parcial é fortemente dependente da temperatura de operação do transformador e do nível de tensão submetido. Devido a esse fato a análise proposta apresenta ganhos de assertividade caso relacionada com outros elementos sensores pois mais de um elemento apontará para a eventual falha, mitigando os efeitos de falso positivo e defeito dos sensores. Ademais, a sua ocorrência pode resultar na alteração do tangente delta da bucha e formação de gases dissolvidos no óleo como: acetileno, hidrogênio, dióxido de carbono, monóxido de carbono, etano e metano. Todavia, nenhum sistema disponível no mercado correlaciona estas variáveis para melhorar a assertividade quanto à possível falha ou ajuste nos níveis alarmantes de descargas parciais na camada de supervisão, apenas se todos os sensores forem de mesma origem de fabricação, marca e modelo

Por fim, pode-se citar como um ganho significativo do programa desenvolvido extrair dados, e poder se comunicar com outros sistemas existentes na subestação através de protocolo aberto, neste caso escolhido o DNP3.0 [1], correlacionado informações de alto nível a fim de

eliminar falsos positivos. Tais ferramentas são importantes para o Sistema Interligado Nacional (SIN) uma vez que o número de falhas anualmente é considerado baixo e insuficiente para aprimoramento de ferramentas computacionais pautado em inteligência artificial e *block chain*. Todavia, apesar do número baixo, as falhas são catastróficas e resultam em altos custos conforme visto no item 1.4

1.4. Aplicabilidade

O sistema projetado tem como objetivo preferencial o monitoramento de transformadores de potência, acima de 30 MVA e com tensão de trabalho superior ou igual a 69 kV, no que concerne a formação de descargas parciais. Um exemplo disso pode ser verificado no histórico da Energisa, empresa de distribuição de energia, o qual fica demonstrado que as falhas dos transformadores maiores que 30MVA foram causadas por problemas na isolação interna do equipamento e que poderiam ser evitadas ou previstas pelo monitoramento de grandezas e técnicas de predição avançada, entre elas a de descargas parciais¹. Desta forma, os custos associados aos reparos poderiam ter sido evitados, além dos desligamentos dos consumidores, manobras, acidentes e demais ocorrências podem ser evitados.

O equipamento e programa desenvolvidos podem ser replicados sem a necessidade de adaptações para as diversas distribuidoras e transmissoras de energia brasileiras, bem como, para geradores de energia operando em grandes blocos de potência com tensões iguais ou superiores a 69 kV. Tal limitação de tensão se dá pelo uso de buchas capacitivas com taps acessíveis apenas nesta classe de tensão ou superior a ela. Para outras aplicações, faz-se necessário o uso de acopladores capacitivos ou transformadores de alta frequência para medição de corrente de fuga. Todavia, a resiliência do programa foi testada para diversos ambientes conforme abordado no capítulo 4.

Complementarmente, a tese aborda o monitoramento da amplitude de tensão percebida pelo sensor acoplado à bucha capacitiva a fim de diagnosticar prováveis falhas de isolamento com degradação das camadas isolantes e consequente aumento de capacitância primária. Desta forma a tensão no capacitor secundário eleva-se de três a cinco por cento para cada camada danificada. É importante destacar que a investigação por uma leitura precisa em baixas frequências impediu a utilização dos casadores de impedância. Isso é discutido de forma crítica no decorrer do texto dessa investigação.

¹ Mello, Cristiano de Mello, Assunto; “RES:Databook”, Conforme dados coletados do Databook de reforma dos transformadores do Grupo Energisa e enviado por correio eletrônico carlos.mello@energisa.com.br, técnico de planejamento I – coordenação de manutenção e gestão de ativos em abril de 2019.

1.5. Relevância

O objeto dessa tese está alinhado com as diretrizes de inovação na automação das redes de transmissão e distribuição, fomentando a ampliação do sensoriamento e monitoramento dos ativos e visando, a médio prazo, reduzir a influência dos operadores e a necessidade de especialistas para análise, diagnóstico e emissão de laudos. Desta forma o esforço dispendido com a tese apresentada e desenvolvida é relevante para o setor elétrico pois, visa a eficiência operacional, mitigando falhas em transformadores de potência e alertando para situações de risco, permitindo, portanto, manobras e manutenções preventivas orientadas por curvas de tendência e probabilidade de falhas, conforme será apresentado em estudo de caso desenvolvido em campo nas subestações de Nova Friburgo.

Outras aplicações em diferentes contextos provaram a relevância do tema de predição de falhas através da análise de presença de descargas parciais fragilizando o isolamento de equipamentos em subestações de energia, bem como o impacto de uma falha na confiabilidade do sistema elétrico.

1.6. Hipótese a ser investigada

A hipótese central desta tese é provar que as falhas dielétricas em transformadores de potência de característica evolutiva são previsíveis com técnicas de monitoramento de descargas parciais, tendo grande ganho de assertividade se associada a outros sensores existentes e a ocorrência de eventos externos, sejam ele de curta duração como uma descarga atmosférica ou curto-circuito quanto as de longa duração como a operação em sobrecarga. Tal afirmação está pautada na ideia central de falhas desencadeadas por eventos evolutivos ou por eventos externos [2]. Os processos evolutivos e desgaste ao longo do tempo são factíveis de detecção por técnicas tradicionais ou aquelas a serem expostas nos capítulos 543, 4 e por esta tese. Já os eventos externos podem desencadear eventos de falha abrupta de difícil previsão e monitoramento, por isto não faz parte da abrangência deste trabalho. Não obstante visa-se provar que as ferramentas computacionais desenvolvidas pode ser aplicáveis na detecção prematura de falhas em outros equipamentos energizados, caso sejam tomados os devidos cuidados com a aquisição de sinais e interpretação de eventos.

1.7. Objetivo Geral

O objetivo geral é desenvolver uma ferramenta para identificação prematura de falhas em transformadores de potência utilizando técnica de medição de descargas parciais com ampla faixa de leitura e correlacionando com sensores disponíveis ou eventos na subestação através de um hardware de aquisição de sinais e um programa de tratamento, interpretação, compressão, envio e diagnóstico da condição do ativo.

1.8. Objetivo específico

Para atingir o objetivo geral desta tese foi necessário, desenvolver as seguintes ferramentas intermediárias:

- Conceber e fabricar um sistema de transdução de sinais confiável, seguro, imune a ruídos ambientes e estanque. Para isto foi projetado um acoplador capacitivo permanente ao terminal usado para teste (tap) da bucha existente. Tal tap foi inicialmente concebido para realização de ensaios off-line, como medição de tangente delta e capacitância, mas é factível a sua utilização para monitoramento se aplicado uma série de cuidados. Escolheu-se o tap da bucha capacitiva por ser um ponto comum entre transformadores acima de 69 kV e de baixo custo de implementação [3];
- Projetar e manufaturar painel para compor o sistema de monitoramento de descargas parciais a ser instalado em campo em conjunto com os transformadores objeto da investigação. Tal painel foi preparado para suportar as adversas condições ambientais e solicitações elétricas impostas em uma subestação.
- Analisar de forma crítica e compreender quais são as melhores metodologias de acoplamento para medição de descargas parciais sem perder a capacidade de analisar a condição de operação da bucha através de medição de capacitância e tangente delta.
- Desenvolver programa robusto para a aquisição e envio de dados sobre descargas parciais através do acoplamento capacitivo existente. O algoritmo usado deve permitir uma boa aderência aos resultados e deve ser adaptativo a diversos ambientes com níveis de ruídos diferentes.
- Desenvolver interface gráfica para usuário em caso de coleta local de informações facilitando a etapa de calibração off-line durante a sua instalação ou manutenção.
- Aplicar as técnicas desenvolvidas nesta tese em um estudo de caso e verificar se elas são efetivas no diagnóstico ou correlação de eventos que culminarão na falha do transformador.
- Verificar se o programa desenvolvido é resiliente e adequado para outras medições quanto a formação de descargas parciais se usado com outros transdutores.

2. Técnicas de
Monitoramento e
Diagnóstico de Falha em
Transformadores

2.1. Monitoramento de Transformadores de Potência

2.1.1. Priorização de transformadores na gestão de ativos

Os transformadores de potência constituem um dos principais dispositivos de uma infraestrutura de transmissão e distribuição. Sua confiabilidade de operação relaciona-se diretamente ao funcionamento livre de falhas desses equipamentos [4]. 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. Em sistemas de grande porte, o número desses equipamentos pode variar entre algumas centenas e até milhares de unidades. Desta forma 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 com pagamento e multas por parcela variável [5].

As falhas decorrentes nesses dispositivos 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 de um transformador 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, sobrecarga do sistema e até a fauna adjacente.

Nas últimas quatro décadas, três estratégias de monitoramento foram desenvolvidas para detecção de falhas e diagnósticos [6], quais sejam: (i) monitoramento baseado na confiabilidade onde uma variedade de relés é utilizada para detectar uma falta no sistema e permitir a remoção do transformador defeituoso da operação. Este tipo de monitoramento apresenta a desvantagem de não prever a falta, mas apenas reconhecer sua ocorrência impedindo sua propagação. Também exige componentes sobressalentes para transferência de carga e maior investimento em ativos que estão em reserva; (ii) monitoramento baseado no tempo. Neste tipo de ação vários testes off-line 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 ser ineficaz em detectar defeitos ocorridos no período entre duas inspeções programadas. É uma estratégia superior àquela destacada anteriormente pois pode-se conhecer a condição do ativo naqueles intervalos regulares; (iii) monitoramento baseado na condição em que 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 on-line a respeito de detecção

de descargas parciais, deformações de isolamento, qualidade do óleo, formação de gases, atuações da proteção entre outros. Pode-se observar que essa estratégia de monitoramento permite obter a maior eficiência operacional do equipamento, aumentando a vida útil, minimizando riscos de falhas prematuras e proporcionando condições de adequar a programação das inspeções em campo.

2.1.2. Padrão de falha em transformadores de potência

A taxa de falha (TF) de um transformador segue um comportamento mostrado na curva da Figura 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. Este tipo de falha se dá por problemas de dimensionamento, comissionamento ou instalação. 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 não seja capaz de suportar o estresse de uma falta [5].

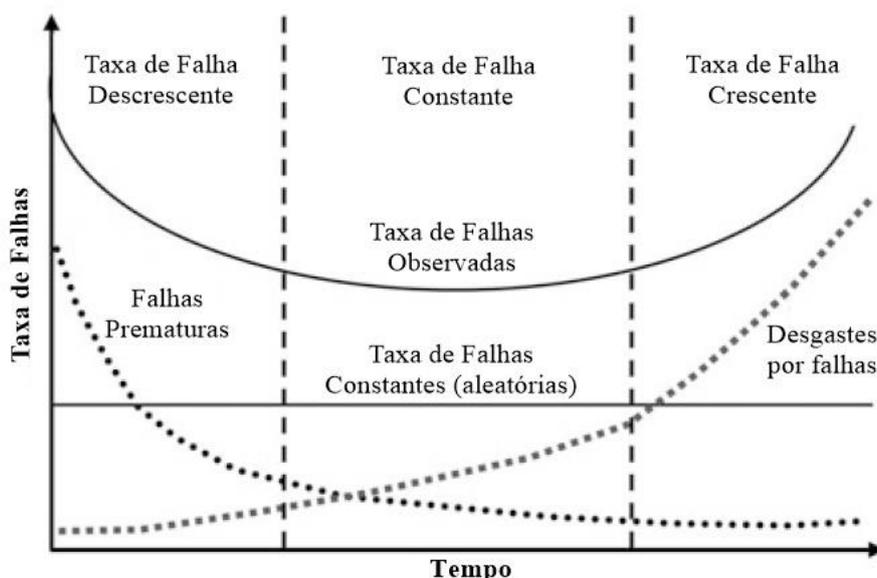


Figura 1 - Padrão de falha de um transformador, adaptado de [7].

O comportamento apresentado na Figura 1 é o padrão para transformadores de potência. No entanto, em situações atípicas, podem ocorrer variações nessas curvas. 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 [8].

2.1.3. Decomposição da taxa de falha de um transformador

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



Figura 2 - Decomposição da taxa de falha de um transformador, fonte: próprio autor.

Uma falha grave consiste em um evento que leva à remoção da unidade e uma intervenção em campo. De acordo com a norma IEEE C57.143 [9], as taxas de falha típicas ficam entre 0,5% para equipamentos muito confiáveis e 3% para as muito problemáticas. Dessa forma, considerando todos os cenários é estabelecido um valor de 1% como sendo a taxa de falha de um transformador de acordo com nota técnica do Cigré [10], valores acima disto tornam-se preocupantes e requerem atenção especial para equipe de manutenção, sejam nos métodos adotadas ou no grau de investimento na gestão dos ativos.

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%. Estes sensores são de simples operação, manutenção e custo, sendo, na maioria das vezes, fornecido diretamente pelo fabricante.

Os 70% restantes das falhas que ocorrem são categorizados como falhas não detectáveis pelos meios existentes e, portanto, podem ser identificadas através de novos sistemas de monitoramento ou pela característica da sua origem não pode ser detectada.

Na porção de falhas não detectáveis por monitoramento, se incluem aquelas que são instantâneas por natureza, por exemplo, falha de isolamento após uma descarga atmosférica, curto-circuito grave com elevado tempo de retardo ou presença de fauna em regiões energizadas causando curto-circuitos externos sem extinção imediata.

Já a eficiência da detecção varia de acordo com o tipo de sistema de monitoramento implantado que, em média, é estimada em 60%, segundo a resolução normativa mencionada. Dentro desse percentual das falhas detectadas através de sistemas de monitoramento, existem dois tipos de falhas: 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 como penetração de umidade, vazamento de óleo, ruptura de bolsa entre outros. Por outro lado, as falhas catastróficas são aquelas que causam incêndio e/ou ruptura do tanque com provável dano ao equipamento periférico. Vale ressaltar que as falhas não catastróficas podem evoluir em falhas catastróficas se não cuidadas a tempo, a exemplo de um vazamento de óleo expondo partes energizadas e por consequência levando a redução da resistência de isolamento, abertura de arco e queima do ativo. Este argumento é pautado na pirâmide de falhas, na qual as menos graves vão se somando e podem gerar aquelas de alta gravidade, logo uma boa gestão de ativos e monitoramento observam as curvas de tendência e alertas para este tipo de falha.

Para análise de caso, utilizou-se o banco de dados de uma distribuidora de energia com aproximadamente novecentos e trinta transformadores de potência superior a 3 MVA e inferior a 80 MVA, em vários níveis de tensão, logo operar livre de falhas é impraticável visto a complexidade da gestão, falhas intempestivas e investimento necessário para monitoramento em ativos não prioritários. Por isto, é inevitável que algumas falhas ocorram, logo é necessário monitorar o comportamento da operação dos transformadores prioritários no atendimento aos clientes, em locais de difícil acesso ou com restrição à transferência de carga. Os programas típicos de manutenção desses equipamentos incluem, dentre outros, testes de avaliação espaçadas no tempo tais como: análises de gases dissolvidos, testes de qualidade de óleo, varredura termográfica, verificação das conexões elétrica, vedações, membranas e vazamentos além de análises contínuas como: formação de hidrogênio, análise de imagem térmica, tangente delta de buchas capacitivas, absorção de água entre outros.

A exemplo disto observa-se que a distribuidora de energia apresentava historicamente uma taxa de falhas acima dos valores citados pela referência Figura 2. Como forma de mitigar as falhas foi implementado uma metodologia de gestão dos ativos em todas as unidades do grupo com recorrência de medição para verificação de vazamentos, teste dos relés, ensaios desenergizados como tangente delta, fator de potência, análise cromatográfica, integridade da membrana entre outros. Os resultados espaçados a cada seis meses balizaram a tomada de

decisão na retirada de operação de ativos degradados ou com forte tendência a falha² reduzindo os indicadores no ano de 2018, visto na Figura 3.

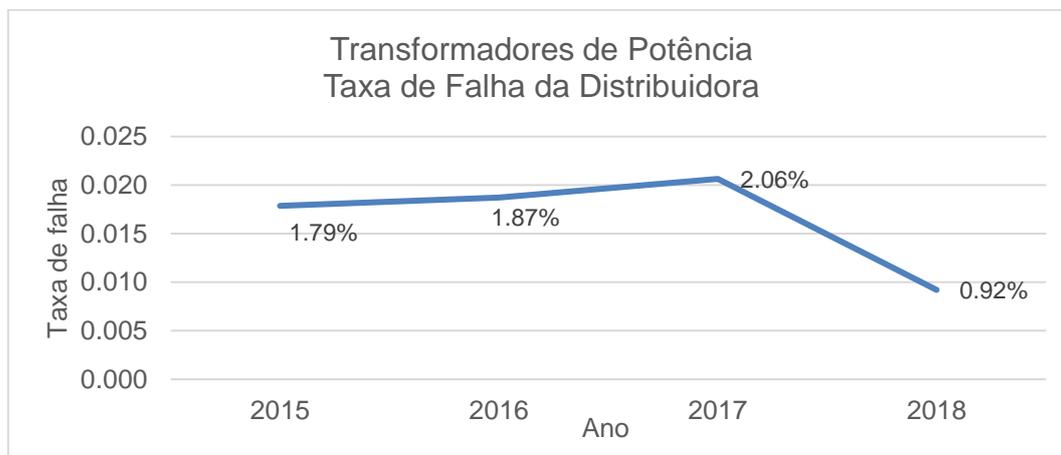


Figura 3 - Taxa de falha dos transformadores da distribuidora, fonte: próprio autor.

Ao desagregar a taxa de falha por classe de tensão na Figura 4, fica evidente a curva crescente de falhas na classe de tensão de 138 kV antes das medidas rígidas de manutenção espaçadas pelo tempo. Notoriamente, quanto maior a classe de tensão de um equipamento, espera-se maior investimento em manutenção e monitoramento, todavia esta prática não era levada em consideração até a implementação das ferramentas de gestão dos ativos.

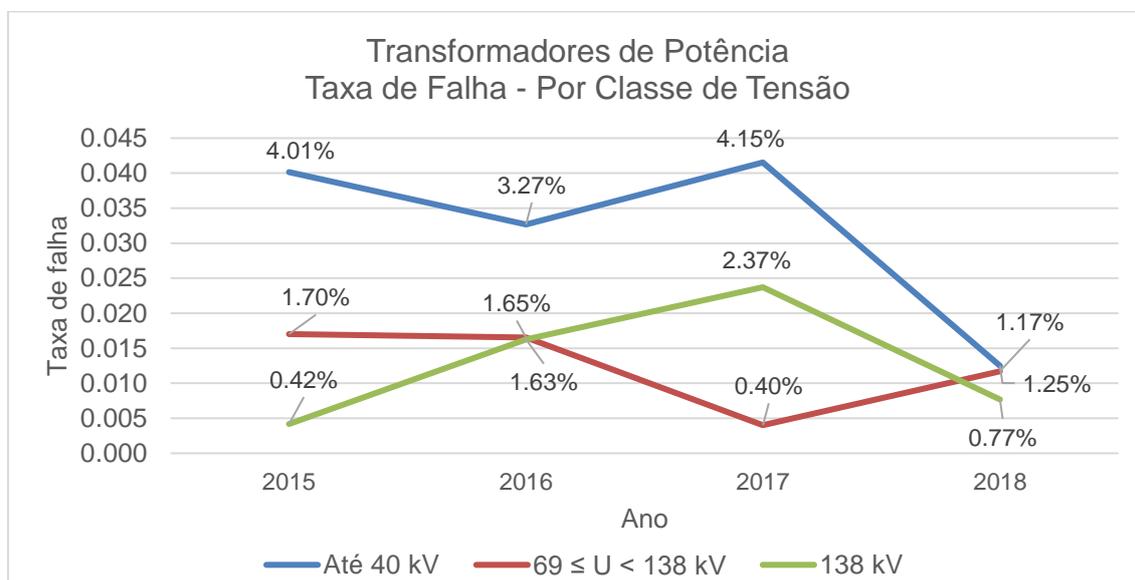


Figura 4 - Taxa de falha por desagregação de classe de tensão, fonte: próprio autor.

² Bandeira, Thiago Cavalcanti, Assunto; “Re: Breve estudo sobre Taxa de Falhas (2015-2018) ENERGISA”, Conforme dados coletados de falha de transformadores do Grupo Energisa e enviado por correio eletrônico thiago.bandeira@energisa.com.br, engenheiro de distribuição I – coordenação de manutenção e gestão de ativos em janeiro de 2020.

2.1.4. 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. O sistema só está ativo se os parâmetros capturados gerarem alguma atuação como o acionamento de um relé, alarme ou reportar a um sistema supervisorio sobre estes dados [11].

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 atuar como sistema supervisorio de captura de dados e transformá-los em ações úteis. 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 [5] ou (iv) indicar curvas de tendência para falhas futuras.

As funcionalidades preferenciais dos sistemas de monitoramento e diagnóstico estão detalhadas na Figura 5. Evidencia-se que os dados não tratados ou com baixo processamento resultam em alertas para o monitoramento do ativo, enquanto há uma demanda maior de análise e relação para diagnosticar um ativo.

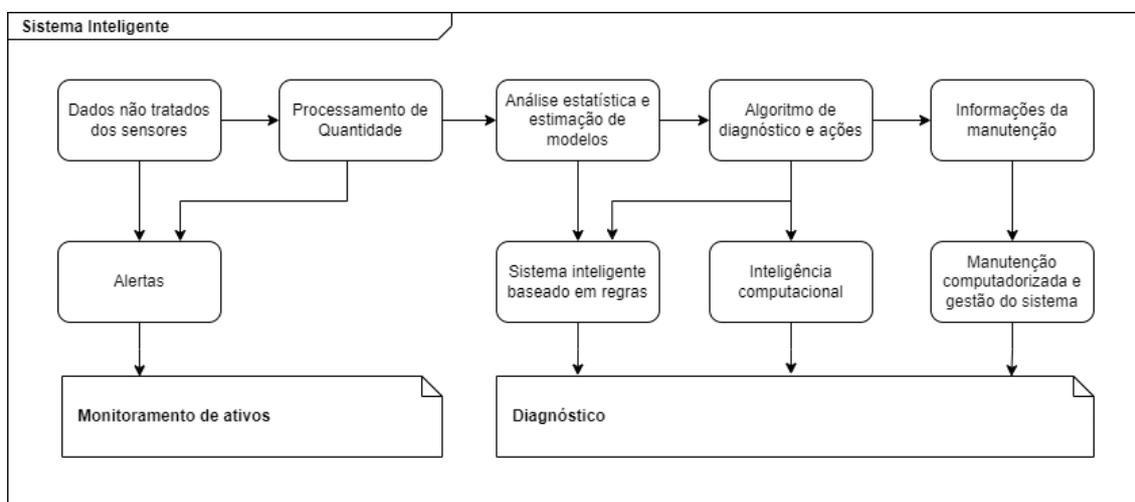


Figura 5 - Funcionalidades dos sistemas de monitoramento e diagnóstico, fonte: próprio autor.

A fim de compreender melhor a estrutura de falha de um transformador de potência pode-se analisar a Figura 6, onde se apresenta a árvore de falhas de um transformador de potência. Esta figura deixa em evidência que os componentes classificados como ativos: enrolamentos e núcleo, podem sofrer uma degradação acelerada caso algum sistema acessório como o tanque e sistema de resfriamento falhe, tornando a análise de origem do defeito mais complexo e difícil. Portanto este é o primeiro elemento de compreensão para estruturar um sistema de monitoramento adequado e subsequente diagnóstico. Isso mostra que não basta monitorar a

formação de descargas parciais nos enrolamentos ou a temperatura diretamente por sensores com fibra óptica se não há medição de nível de óleo, presença de umidade ou uma simples medição de temperatura das partes metálicas, pois estes acessórios poderão desencadear uma falha crítica. Esse tipo de medição e monitoramento mais simples tem geralmente um custo inferior ao anteriormente citado.

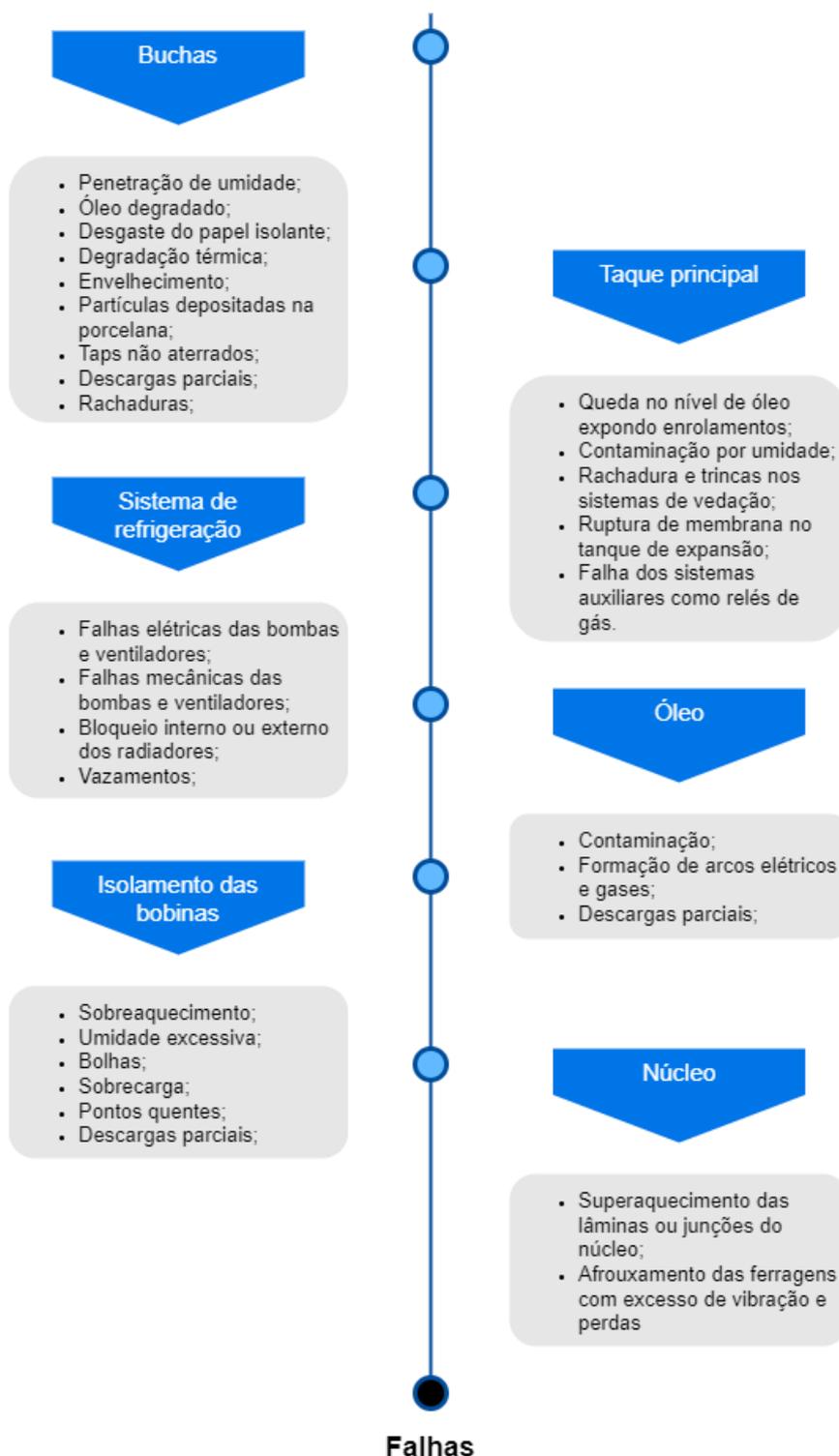


Figura 6 - Árvore de falhas de um transformador de potência com os componentes destacados em azul e as causas em cinza, fonte: próprio autor

A Figura 7 torna evidente os componentes que podem ser monitorados e a estrita correlação entre eles, desta forma a alocação dos sensores de forma correta tende a diagnosticar uma falha de forma precoce e quando possível detectável por mais de um elemento sensor.

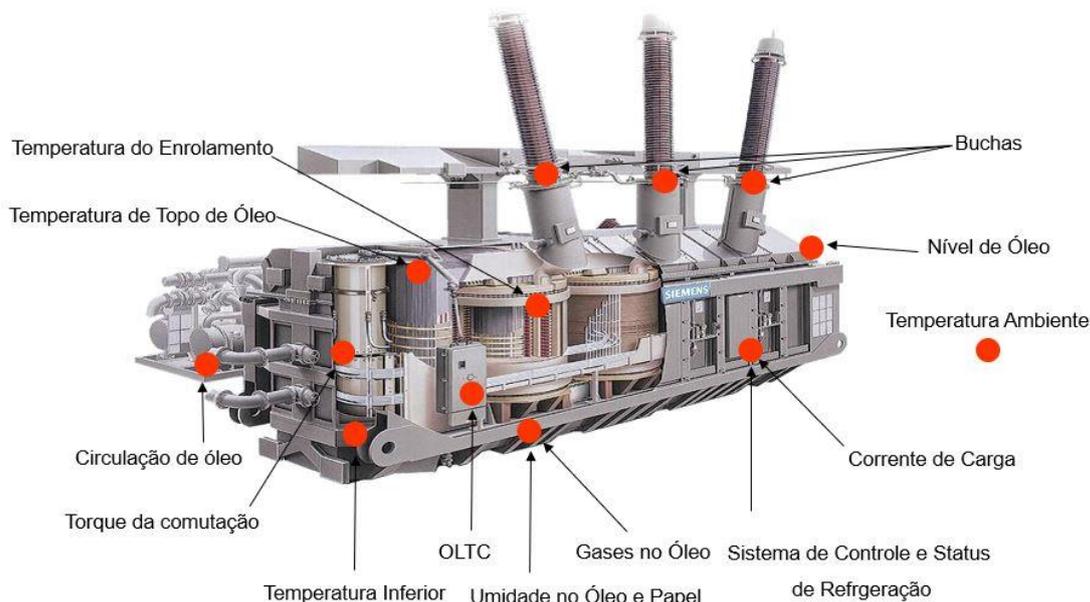


Figura 7 - Componentes para monitoramento. Adaptado da imagem [12]

2.1.5. Componentes, falhas e técnicas de diagnósticos em transformadores de potência

Conforme ressaltado na secção anterior, as falhas ocorridas em transformadores podem surgir de: defeitos de fabricação, processos de deterioração devido às condições operacionais e até mesmo devido ao fim da vida útil do equipamento como um todo ou de determinados componentes críticos.

As evidências dessas falhas podem ser percebidas em diversos componentes dos transformadores, tais como buchas e óleo isolante, através das técnicas de monitoramento. Nesse sentido, a Tabela 1, adaptada da norma IEEE C57.143 [9], lista os principais componentes do transformador, juntamente com seus mecanismos de falha associados e os parâmetros que podem ser monitorados on-line para detectar as anormalidades.

Tabela 1 - Componentes, falhas e técnicas de diagnósticos em TF de potência [9]

Componente		Fenômeno que leva à falha	Medições	Técnicas de monitoramento para interpretação
Circuito Magnético	Núcleo	Superaquecimento das lâminas e / ou juntas do núcleo	Temperatura interna Temperatura ambiente Correntes de excitação Hidrogênio e outros gases Acumulação de gases	Análise de temperatura Medição de DPs Análise de gás

			Escaneamento infravermelho	
	Condutor de aterramento do núcleo Sistema de Escudo magnético	Perda do aterramento do núcleo Descargas	Hidrogênio e outros gases Acumulação de gás Temperatura do núcleo DP acústica e elétrica Escaneamento infravermelho	Análise de Gás Medição de DPs
Isolamento das bobinas	Principal: fase a fase enrolamento a enrolamento enrolamento-aterramento Secundário: Espira a espira Camada a camada Disco a disco	Sobreaquecimento Geral	Temperatura do enrolamento Temperatura do óleo Temperatura ambiente Correntes de linha Hidrogênio e outros gases Acumulação de gás Escaneamento infravermelho	Medições diretas Modelo térmico Análise de gás
		Sobreaquecimento Local	Hidrogênio e outros gases	Análise de gás
		Umidade excessiva	Temperaturas do óleo Temperatura ambiente Umidade em óleo Temperatura do óleo no local de medição de umidade Corrente de linha Temperatura de Enrolamento	Análise de umidade
		Bolhas	Temperatura do enrolamento Temperaturas do óleo Temperatura ambiente Porcentagem total de gás dissolvido em óleo DP elétrica PD acústica Correntes de linha Umidade em óleo Temperatura do óleo no local de medição de umidade	Umidade e modelo térmico Modelos de gás
		Sobrecarga de transformador	Correntes de linha Temperatura do enrolamento Umidade em óleo Temperatura do óleo no local de medição de umidade Temperatura Temperatura ambiente Correntes de linha Escaneamento infravermelho	Umidade e modelo térmico
		Descarga Parcial	Hidrogênio e outros gases Acumulação de gás DP acústica e elétrica	Análise da Gás Medição de DPs
		Isolamento líquido	Contaminação por umidade	Temperaturas do óleo Temperatura ambiente Umidade em óleo

			Temperatura do óleo no local de medição de umidade	
		Arco	Hidrogênio Acetileno Acumulação de gás	Análise de gás
		Descarga Parcial	Hidrogênio e outros gases Acumulação de gás DP acústica ou elétrica	Análise de gás Medição de DPs
Sistema de refrigeração	Ventoinha e bomba	Falhas elétricas das bombas ou ventoinha Falha mecânica	Correntes de motor (ventoinha e bomba) Fluxo da bomba Temperatura do óleo Temperatura do enrolamento Gás dissolvido em óleo Detector de desgaste do enrolamento Vibração mecânica Escaneamento infravermelho Temperatura ambiente	Modelo Térmico Análise de gás Modelo de bombas / ventoinha
	Controles de resfriamento	Falha ou imprecisão de sensores de temperatura Bombas e ventoinha operando reversamente	Temperatura ambiente Temperatura do óleo Temperatura do enrolamento Corrente de carga Tensão de controle de resfriamento Tensão de alimentação da refrigeração	Modelo térmico
	Radiadores e refrigeradores	Bloqueio interno ou externo dos radiadores resultando em problemas na troca de calor	Temperatura do óleo Temperatura do enrolamento Temperatura ambiente Correntes de linha Temperatura do radiador de entrada e saída	Modelo térmico Previsão de temperatura de óleo e enrolamento
Tanque principal	Juntas e costuras de solda	Queda do nível de óleo, expondo os enrolamentos Contaminação por umidade	Nível de óleo Pressão de nitrogênio	Detecção de vazamento de óleo Nitrogênio consumido ou detecção de vazamento
Buchas	Núcleo condensador	Ingresso de umidade Impregnação de óleo degradado Desgaste do papel isolante	Soma das Correntes Fator de Potência Temperatura Descargas Parciais	Mudança no fator de potência
	Óleo	Umidade Contaminação Degradação térmica	Soma das Correntes Fator de Potência Temperatura	Aumento no fator de potência da bucha
	Superfície Interna de Porcelana	Envelhecimento Depósitos se instalando em porcelana inferior	Soma das Correntes Fator de Potência Descargas Parciais Correlação de temperatura negativa	Mudança no fator de potência Mudança na capacitância
	Taps	Tap não aterrado Eletrodos em curto	Soma das Correntes Fator de Potência Descargas Parciais	Mudança na capacitância
	Superfície Externa de Porcelana	Contaminação Descarga superficial	Soma das Correntes Fator de Potência Descargas Parciais	Mudança no fator de potência
	Condutor	Conexões soltas na parte superior e / ou	Soma das Correntes Fator de Potência Temperatura	Mudança no fator de potência

		parte inferior da bucha Correntes circulantes na cabeça Rachaduras no condutor		
--	--	--	--	--

2.2. Técnicas de monitoramento e diagnóstico em sistemas de isolamento de transformadores de potência

Definidos os ativos críticos, seus componentes e a árvore de falhas passíveis de serem detectadas pelos equipamentos de monitoramento, elegeu-se a qualidade do isolamento como principal indicador a ser aferido pois dentre as falhas críticas, apresentada na Figura 3 no item 3.1.3, mais de 80% tiveram origem na degradação do isolamento interno. Desta forma, a técnica de medição de descargas parciais online é a metodologia preferencial para diagnosticar os principais sistemas de isolamento de um transformador, tais como: (i) isolamento entre o enrolamento AT e o tanque, ferragens e núcleo, (ii) isolamento entre os enrolamentos e (iii) isolamento entre as fases mais concêntricas, geralmente de baixa tensão, para com as ferragens e núcleo. Devido às pequenas distâncias entre partes energizadas, é exigido uma alta rigidez dielétrica, portanto esses sistemas de isolamento são bastantes sensíveis à deterioração [13].

Desse modo, o monitoramento de sólidos e líquidos nesses isolamentos com maior gradiente de tensão têm grande importância para a operação livre de falhas dos transformadores [5]. Destacam-se os principais causadores de defeitos no sistema de isolamento do transformador a seguir:

- Umidade no isolamento de celulose;
- Contaminação de óleo com água, partículas e isolamento desgastado por esforços térmicos e mecânicos;
- Contaminação da superfície de isolamento;
- Descargas parciais.

Os cenários típicos de falha de isolamento no transformador são:

- Contaminação crítica do óleo (tipicamente presença de água) somado a mudança rápida de temperatura → formação de DPs → Colapso.
- Contaminação da superfície na presença de água e mudança rápida de temperatura → formação de DPs → “Flashover”.
- Contaminação de partículas com surto de comutação → formação de DPs → Colapso.

- Água com contaminação de partículas (ou bolhas presentes no óleo) → formação de DPs → descarga de rastejamento → Colapso.
- Contaminação da superfície mais descarga atmosférica ou descargas superficiais no isolamento externo → “Flashover”.
- Curto-circuitos externos com distorção da geometria do enrolamento → formação de DPs → descarga de rastejamento → Colapso.

Nesse contexto, existem várias formas de diagnosticar defeitos no sistema de isolamento do transformador. Dentre elas destacam-se:

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

A atividade de DPs, produzidas por falhas no sistema de isolamento, é amplamente considerada como um dos melhores indicadores de degradação do isolamento e fornece um aviso antecipado contra falhas, permitindo a tomada de ação corretiva antes que ocorra uma falha catastrófica. Em geral, a avaliação da condição dos transformadores de potência através da medição de DPs segue as etapas:

- 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 ou 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: i) elétrico; ii) por ondas de alta frequência; III) acústico; iv) óptico, ou; v) químico. O método elétrico convencional integra o efeito dos pulsos de DPs no domínio do tempo [14]. A detecção de DPs através da medição de ondas de alta frequência é feita por sensores capacitivos, indutivos ou eletromagnéticos na faixa de frequência de 3 a 300 MHz. Atualmente, os sensores de ultra alta frequência para detecção de DPs estão disponíveis na faixa de frequência de 300 MHz - 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, optoacústicos, de ressonância sonora de estrutura entre outros. 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 sensor de hidrogênio, análise da formação de múltiplos gases dissolvidos em óleo ou análise de ozônio.

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 com as transformadas de Fourier e Wavelet. Alguns dos métodos mencionados são destacados a seguir.

2.2.1. Métodos químicos tradicionais para avaliação de condição de transformadores

Os métodos químicos podem ser amplamente utilizados para avaliar o estado geral do transformador. Testes químicos tradicionais são utilizados para detectar presença de umidade, sedimentos e partículas contaminantes e nível de acidez no óleo. Nesse âmbito, existem várias técnicas aplicáveis, porém um método que tem tomado grande destaque é a Análise de Gás Dissolvido - DGA. 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 com a ajuda da DGA [15].

2.2.2. Análise de gás dissolvido

Os transformadores de potência imersos em óleo são preenchidos com um fluido que atua como um meio dielétrico, um isolante e um agente de transferência de calor. O tipo mais comum de fluido usado em transformadores é o óleo mineral. Durante operações normais, geralmente há uma lenta degradação do óleo mineral que produz certos gases que permanecem dissolvidos no óleo. No entanto, quando há uma falha elétrica dentro de um transformador, os gases são gerados em uma taxa bastante elevada. Nesse contexto, uma técnica sensível e confiável usada para avaliar a condição dos transformadores preenchidos com óleo é a análise de gás dissolvido que utiliza pequenas quantidades de gases que são liberadas devido à decomposição do óleo e isolamento de celulose sob tensões elétricas e térmicas. Dessa forma, o DGA, sigla em inglês para *Dissolved Gas Analysis*, ajuda no fornecimento de avisos antecipados sobre o desenvolvimento de falhas, no monitoramento da progressão da falha e no agendamento de programas de reparo [5] [6].

2.2.3. Detecção de alterações nas características dos dielétricos

As técnicas de medição de resposta dos dielétricos são baseadas no deslocamento de cargas negativas que ocorrem dentro desses materiais quando ele é submetido a ação de um campo elétrico. Entre as técnicas para medição do comportamento dos dielétricos, destacam-se: (i) Medição da corrente de polarização e despolarização (PDC, da sigla em inglês), (ii) Medição de Tensão de Recuperação ou Retorno (RVM, da sigla em inglês) e (iii) Espectroscopia no domínio da frequência (FDS, da sigla em inglês).

O PDC é uma técnica que utiliza tensão CC e as medições das correntes de polarização e despolarização são medidas no domínio do tempo. Durante a realização desse teste, um degrau de tensão de magnitude constante, livre de ondulações, é aplicado ao objeto de teste por um longo período e a corrente de polarização através do objeto de teste é medida. A medição da corrente de polarização é interrompida quando a corrente de polarização fica estável ou muito baixa. Posteriormente, o objeto de teste é curto-circuitado por um longo período para que a corrente de despolarização seja medida.

No RVM, o objeto de teste é submetido a uma tensão CC em degrau por um determinado tempo e depois é curto-circuitado por um período relativamente menor. Devido ao menor tempo de despolarização, as cargas presentes nesse processo começam a carregar uma capacitância, fazendo surgir uma tensão nos terminais do objeto de teste, conhecida como tensão de recuperação ou tensão de retorno. Das medições realizadas, uma análise é feita sobre a inclinação temporal da tensão de retorno para avaliar as condições de isolamento do transformador.

O FDS, diferentemente das técnicas PDC e RVM, faz uso de sinais CA para análise no domínio da frequência. Nesse teste, a magnitude e a fase da corrente fluindo através do sistema de isolamento do transformador devido a tensão de excitação senoidal é medida em diferentes frequências ao longo de uma ampla faixa, de 1 mHz a 1 kHz ou superior. Das medições de tensão e corrente, são determinados para posteriores análises, em função da frequência, o fator de dissipação dielétrica, capacitância complexa e permissividade complexa.

2.2.4. Detecção de distorção dos enrolamentos

A resposta em frequência é uma técnica de análise empregada na abordagem de sistemas lineares. A técnica consiste em apresentar o comportamento do sistema analisado frente a uma ampla faixa de frequências. Esta técnica é muito empregada na Engenharia de Materiais e na Eletrônica para avaliar a qualidade dos componentes e circuitos [16].

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 desses equipamentos. 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 sistemas por meio da análise das respostas em frequência 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.

Os métodos para a medição de dados da FRA são: Análise de Resposta em Frequência de Varredura (SFRA, da sigla do inglês) e Análise de Resposta em Frequência de Impulso (IFRA). Em ambos os métodos, uma tensão de excitação é aplicada a um enrolamento enquanto a resposta é medida em outro enrolamento. A diferença básica entre eles é que no SFRA a

resposta em frequência é obtida em toda as faixas de frequências com tensão de excitação senoidal, enquanto, por outro lado, no IFRA a resposta é obtida com uma tensão de excitação de impulso.

No 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 FRA que, por sua vez, podem ser mensurados por técnicas apropriadas. A inspeção gráfica é a maneira tradicional de comparar os espectros de FRA a fim de identificar diferenças nas respostas em frequência. Portanto, ao se medir estas grandezas com precisão pode se obter uma indicação da ocorrência de falhas mecânicas na parte ativa ou degradação do isolamento.

Vale ressaltar que, para identificar um desvio espectral, as medições FRA devem estar livres de outras influências [16]. Destaca-se na literatura que as medidas de FRA são sensíveis ao desgaste da isolação, disposição das ligações durante a medição, magnetização do núcleo, contaminação da isolação, além da própria temperatura do enrolamento do transformador e do teor de umidade do papel de isolamento.

2.3. Detecção de Descargas Parciais

2.3.1. Introdução

A presença de descargas parciais em transformadores de potência é um importante indicativo de defeitos no sistema de isolamento que pode levar à posterior degradação total dos dielétricos e, conseqüentemente, à falha do equipamento. Esse fenômeno se manifesta em várias quantidades mensuráveis tais como: química, elétrica, mecânica, óptica, energia eletromagnética etc. como destacada no item 2.2,. Nesse sentido, a fim de reduzir a perda de receita por possíveis interrupções no serviço, faz-se necessário um monitoramento contínuo das condições de transformadores críticos.

A detecção, medição, e classificação das DPs obtidas de uma rotina de monitoramento constituem uma ferramenta importante para a avaliação do sistema de isolamento [17]. A combinação dessas quantidades mensuráveis é útil principalmente para localizar o ponto de ocorrência das DPs, o que é alcançado com a ajuda de técnicas de processamento de sinais e aprendizagem de máquina.

2.3.2. Definição e Classificação de Descargas Parciais

De acordo com a IEC 60270 [14], que normaliza as técnicas de medidas em equipamentos de alta tensão CA com frequência de até 400 Hz, uma descarga parcial é o fenômeno constituído de uma descarga elétrica localizada que atravessa um meio isolante entre dois eletrodos, podendo ou não ocorrer próximo a esses. Essas descargas, ocorrem devida à

diferença de potencial proporcionada por um campo elétrico atuante, tem duração inferior 1 ms e geralmente são acompanhadas de emissão de som, luz, calor e reações químicas [18]. São parciais pois não fazem a ligação completa entre os condutores sob potencial ou para um ponto aterrado.

De acordo com a IEEE Std 1434 [19], uma descarga elétrica parcial é aquela que rompe a isolação entre condutores apenas parcialmente. Ressalta-se, então, que as DPs não chegam a percorrer todo o caminho entre os condutores. Os processos de ionização em ambiente gasoso no interior dos materiais dielétricos, causado por um campo elétrico intenso e localizado ocorrendo micro descargas elétricas nas partes onde houver maior intensidade de campo elétrico ou onde a suportabilidade dielétrica for menor [20]. Diversos fenômenos físicos são gerados no local, tais como:

- Pulsos eletromagnéticos conduzidos e irradiados;
- Luminosidade;
- Ruído acústico;
- Acréscimo de temperatura;
- Reações químicas.

As descargas parciais, como visto na Figura 8, podem ser classificadas em três tipos [18]:

- 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 [18] [20]. Podem ser responsáveis por causar o fenômeno de trilhamento na superfície, o que leva à ruptura do material;
- Descargas externas: ocorrem, geralmente, em eletrodos do tipo ponta e provocam processos químicos prejudiciais à isolação;
- Descargas internas: ocorrem em cavidades ou vazios dos dielétricos sólidos causando fortes perturbações na isolação.

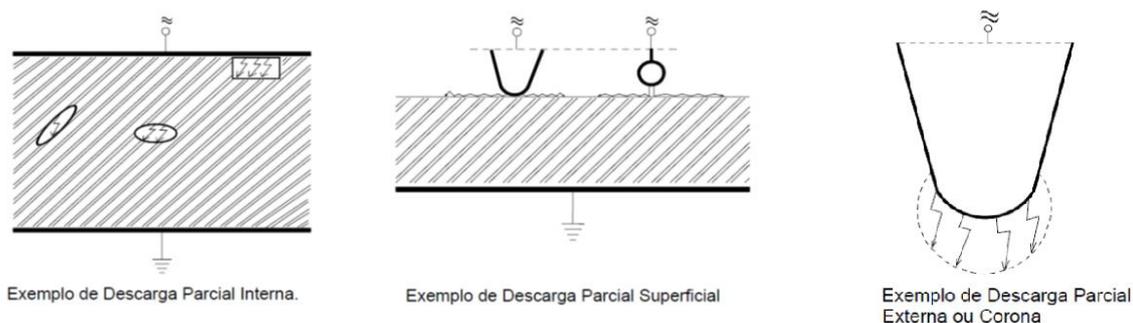


Figura 8 - Tipos principais de descargas parciais, fonte: próprio autor

Descargas mistas: ocorrem sobretudo de dilatações térmicas ou por esforços mecânicos formando laminação interna do dielétrico, conforme visto na Figura 9, ou pelo efeito de pontas em condutores com revestimento insuficiente ou desgastado.

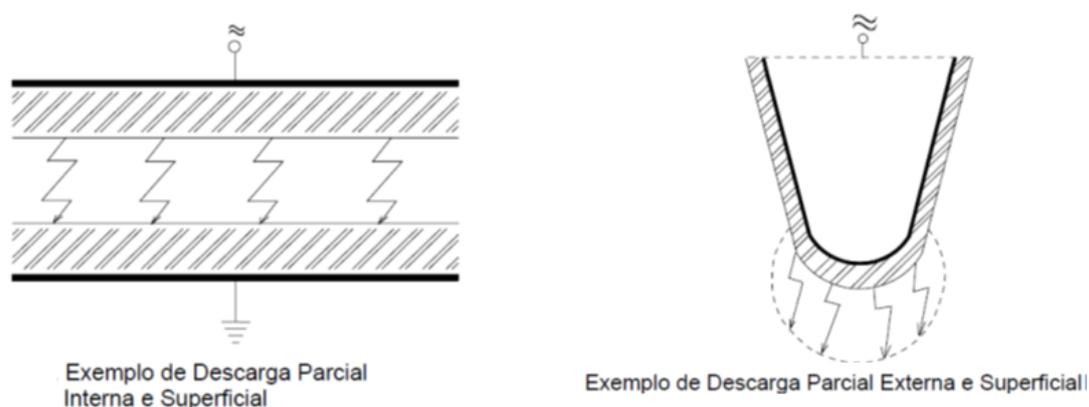


Figura 9 - Tipos de descargas parciais mistas, fonte: próprio autor

Nos dielétricos sólidos, essas descargas são produzidas pela ionização de pequenas cavidades de ar no seu interior; já em líquidos pela ionização de bolhas de gás ou de minúsculas partículas dissolvidas e nos gases, pela ionização das moléculas de gás que se encontram nos pontos de maior potencial elétrico.

A sua ocorrência acima de condições nominais é um sintoma da fragilidade da suportabilidade dielétrica, cuja evolução pode vir a ocasionar graves consequências. A detecção é de fundamental importância para se avaliar o estado operativo de praticamente todos os dielétricos utilizados em equipamentos de alta tensão. As principais manifestações físicas e metodologias para medição podem ser aglutinadas a seguir:

- Pulsos elétricos detectados por meio de capacitores de alta-tensão (conectados nas Fases e Neutro). O capacitor tem uma alta impedância para a tensão sob frequência industrial, mas uma impedância baixa para pulsos de tensão de DP de alta-frequência. A saída dos capacitores são pulsos de tensão que podem ser

medidos com um osciloscópio, analisador de espectro ou analisador de intensidade de pulso.

- Pulsos de rádio frequência (RF). Através de antena direcional de RF pode-se localizar o ambiente da atividade de DP no interior de uma máquina elétrica; a DP tem frequências de RF entre 100 kHz e centenas de megahertz.
- Pulsos acústicos. Causados por uma pequena “onda de choque” resultante do rápido aumento na temperatura do gás na sua vizinhança imediata. Essa pequena onda de choque, conseqüentemente cria ruído acústico. Quando muitos pulsos de DPs estão ocorrendo na superfície das bobinas de um transformador, tem-se um som detectável. Portanto, pode-se usar microfones direcionais para medir o nível de som da descarga, assim como para localizar onde a DP superficial pode estar ocorrendo.
- Luz e reações químicas em gases de resfriamento. Podem ser o ar ou hidrogênio. Como a formação e concentração do ozônio se houver atividade substancial de DP superficial, existem vários meios de medição da concentração de ozônio, incluindo sensores eletrônicos. Vale ressaltar que a concentração é afetada pela temperatura, umidade do ambiente e do fluxo de ar, podendo também ser relacionada à carga da máquina e ao fator de potência.
- Inclinação do fator de potência, também conhecido com tangente de delta. Em cada evento de DP o isolamento absorve certa quantidade de energia e esta é dissipada ou suprida por alguma fonte levando ao aumento na perda dielétrica no enrolamento do transformador. Portanto, um meio indireto de medição da atividade total da descarga em uma bobina ou enrolamento é medir o fator de dissipação ou fator de potência da isolação em baixa tensão, abaixo da tensão de iniciação da DP, e em alta tensão, quando a presença de qualquer DP irá aumentar as perdas dielétricas. Grande inclinação do fator de potência ou fator de dissipação pode ser um indicativo da severa atividade de DP no enrolamento.

Medir e quantificar o número de ocorrências de descargas é de grande importância por serem uma fonte contínua de deterioração do material isolante, modificando suas propriedades dielétricas. Dependendo da intensidade das descargas parciais, a vida útil do material poderá ser reduzida drasticamente. Assim um dos objetivos a que se propõe a medição dessas descargas é o de contribuir na determinação da relação entre as suas grandezas e a expectativa de duração útil do dielétrico e, se possível, definir a duração mínima dos equipamentos antes que seja necessária alguma intervenção.

Em transformadores de potência, a ocorrência de DPs é percebida por um conjunto de pulsos discretos de corrente que ocorrem em intervalos de tempo extremamente curtos. A Figura 10 mostra um típico pulso devido a DPs, observa-se que é uma ocorrência de baixa amplitude

frente ao ruído ambiental e de elevada frequência, neste caso acima de 20 MHz. Portanto para identificá-la com uma elevada resolução o sistema de aquisição deverá ter uma frequência superior a 200 MHz. De acordo com [20], as descargas parciais estão relacionadas às condições de seu sistema de isolamento e fornecem indicativos de que algum problema está por decorrer, o que pode resultar em falhas. Nesse sentido, faz-se necessário a detecção, localização e quantificação das DPs.

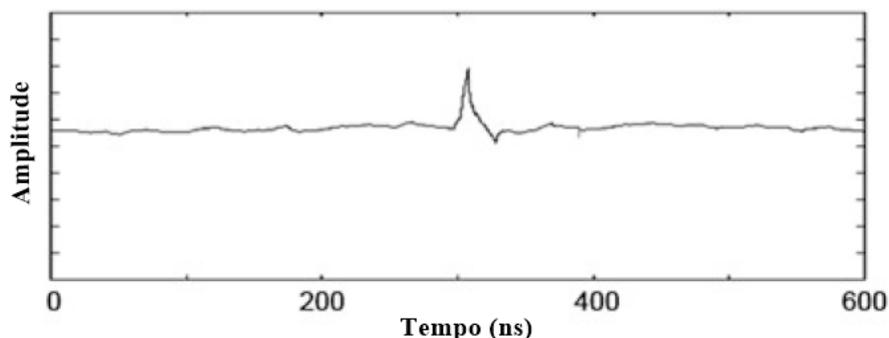


Figura 10 - Pulso típico de uma descarga parcial [20]

No sistema de isolamento dos transformadores as principais ocorrências de DPs são geradas por: vazios no isolamento; delaminação nas interfaces de isolamento; rachaduras ou fissuras no isolamento; protuberâncias metálicas, dentre outros. Em geral, tais itens relatados são produtos de contaminação, erros de fabricação e dimensionamento incorreto além do próprio desgaste natural do equipamento.

Em CHAKRAVORTI [5] destaca que seria bastante inapropriado omitir o efeito “corona” da discussão. De acordo com a definição da norma IEC 60270 [14], corona é uma forma de descarga parcial que ocorre em meios gasosos ao redor de condutores que são afastados do isolamento sólido ou líquido. Dessa forma, vê-se que todas as coronas são tipos de descargas parciais.

2.3.3. Mecanismos de Estresse no Isolamento Ativados por Descargas Parciais

Devido às descargas parciais, o sistema de isolamento dos transformadores fica submetido a uma série de estresses que, individualmente ou combinados, são responsáveis pela degradação do isolamento. Esses estresses no isolamento podem ser classificados como segue [5]:

- 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: (i) as alterações na estrutura química são causadas por partículas e pelos estresses térmicos, mecânicos e de impacto; (ii) a possibilidade 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) atração e repulsão entre cargas presas podem causar danos mecânicos locais.

Os diferentes efeitos físicos podem ser capturados por elementos sensores. A Figura 11 sumariza os principais efeitos e métodos de detecção tornando evidente que mais de um método pode capturar a mesma ocorrência por ser sensibilizado de formas diferentes.

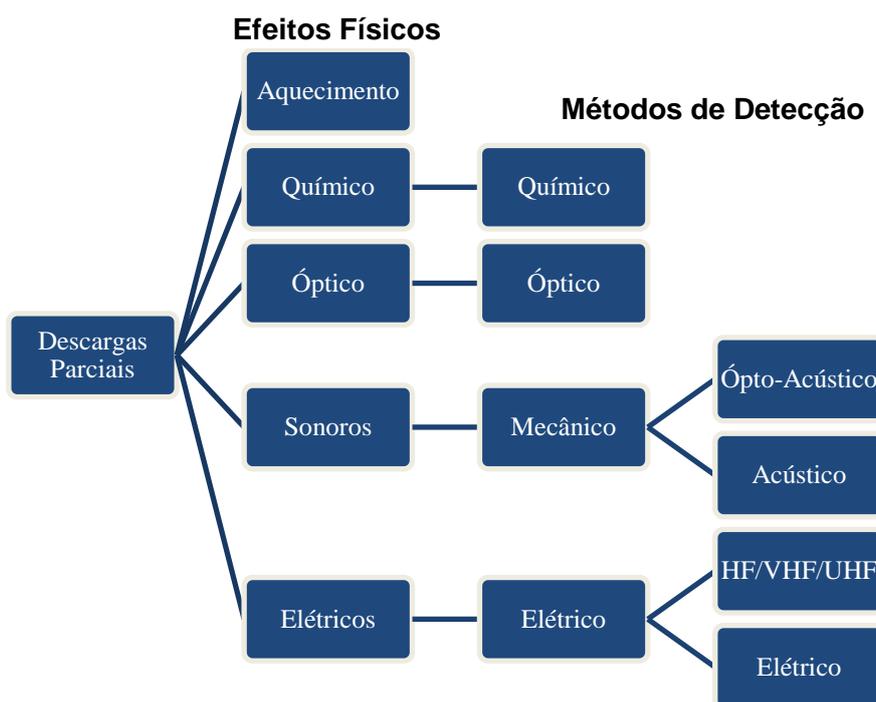


Figura 11 - Efeitos físicos das DPs e métodos de detecção, fonte: próprio autor, como referência a [21]

Nesse contexto, os objetivos da medição de DPs são: (i) aprovação/reprovação em testes de aceitação, (ii) detecção de defeitos, (iii) identificação de defeitos, (iv) localização de defeitos, e (v) avaliação de risco.

Conforme vê-se na Figura 11, são vários os métodos de detecção de DPs: elétrico, por ondas de alta frequência, acústico, óptico ou químico. Nas seções que seguem são descritos

De acordo com a norma IEEE Std C57.133, [21] os cabos de AT entre o objeto teste e o capacitor de acoplamento devem ser livres de DPs até o maior nível de tensão, sendo que esse capacitor deve exceder 300 pF. Além disso, o condutor de conexão à terra deve ser o mais curto possível de forma a reduzir a indutância equivalente e minimizar efeitos de interferências eletromagnéticas.

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 de uma bucha do transformador. Essa impedância é, geralmente, composta por um capacitor C_k que forma um divisor de tensão com a capacitância C_2 da bucha. Dessa forma, por meio de C_k , é estabelecido um filtro passa-alta para detectar, em níveis adequados de tensão, as DPs presentes no isolamento.

A Figura 13 mostra um circuito recomendado para aferição de DPs sob tensão induzida. Este tipo de medição é indicado para ambientes laboratoriais os quais é possível a inserção de filtros de baixa tensão e tem-se disponibilidade de melhorar a resolução da captura com cabeamento duplo para leituras de baixa e alta frequência em canais separados.

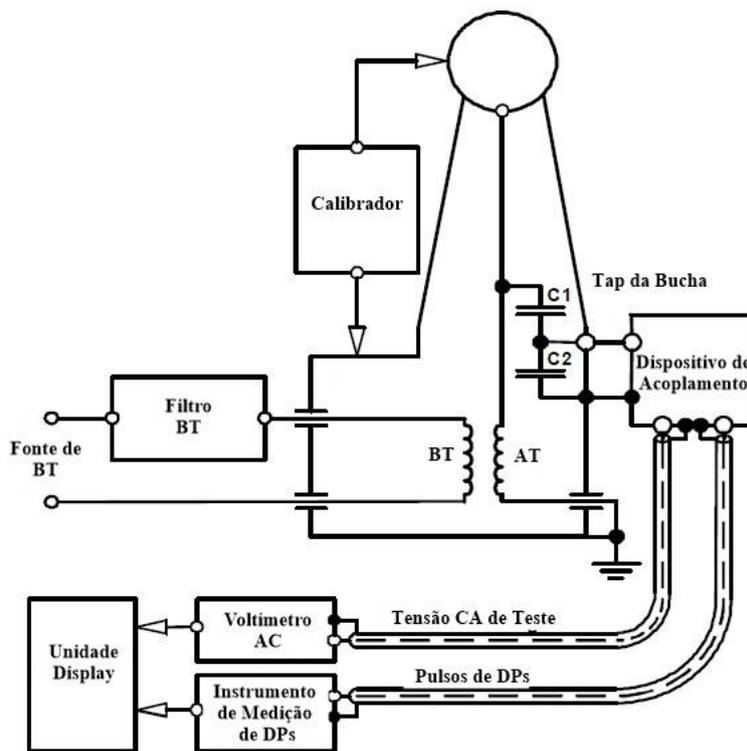


Figura 13 - Circuito de medição de DPs para transformadores de potência [21]

Nesse esquema, um filtro analógico de baixa tensão pode ser necessário para reduzir as interferências provenientes da fonte de alimentação CA. Como já ressaltada na própria IEEE Std C57.113 [21], os cabos de conexão de alta e baixa tensão deve ser mantidos mais curtos possível para minimizar a indutância e, conseqüentemente, reduzir o impacto dos ruídos eletromagnéticos.

O dispositivo de acoplamento, que geralmente é equipado com a impedância de medição e elementos adicionais para filtragem de sinal e proteção de sobretensão, bem como a impedância secundária do divisor de tensão, deve ser colocado o mais próximo possível da derivação da bucha. As saídas de sinal do dispositivo de acoplamento para os pulsos de DPs e a tensão de teste CA são conectadas via cabos de medição ao instrumento de medição de DPs e a um voltímetro CA. Assim um instrumento é dedicado a leituras de baixa frequência, objetivando identificar a tensão aplicada à bucha e o outro a altas frequências na procura por identificar falha de isolamentos.

Observa-se na parte superior da Figura 13, anteriormente apresentada, a instalação de um calibrador de DP, seu objetivo é determinar o fator de escala, S_f , necessário para avaliar o nível de carga aparente, q_a . Tal fator é obtido através razão entre a carga de calibração, q_0 , injetada entre os terminais de teste, e a leitura do instrumento de medição de DP, R_0 , descrita na Equação 1:

$$S_f = q_0/R_0 \quad \text{Equação 1 - Definição de fator de escala}$$

Desse modo, a carga aparente obtida pela leitura em conduções de teste em AT, R_i , é dada na Equação 2:

$$q_a = R_i \times S_f = R_i \times (q_0/R_0) \quad \text{Equação 2 - Carga aparente}$$

De acordo com a IEEE Std C67-113 [21], o processo de calibração deve atender aos requisitos da norma IEC 60270 [14]. Entre outras especificações, é determinado que a carga de calibração, q_0 , deve ser ajustável entre 10 pC e 1000 pC, sendo essa grandeza determinada na Equação 3:

$$q_0 = V_0 C_0 \quad \text{Equação 3 - Carga de calibração}$$

onde q_0 é a carga de calibração, V_0 é a magnitude da tensão e C_0 é capacitância do capacitor de calibração. Especifica-se ainda que $C_0 < 200 \text{ pF}$ $C_0 < 0,1C_a$, sendo C_a um valor especificado.

Segundo a IEEE Std C67-113 [21], deve ser verificado o desempenho dos instrumentos de medição pelo menos uma vez por ano e todos os registros de calibração devem sempre ser armazenados pelo operador.

Destaca-se que antes do início do primeiro teste de AT todo instrumento deve ser calibrado para se determinar o fator de escala. Se o objeto teste for um transformador trifásico, a calibração deve ser realizada em cada fase. É estabelecido que pelo menos quatro níveis de carga devem ser usados para verificar a linearidade do instrumento de medição.

Nas medições de DPs, as principais análises são realizadas sobre as curvas $q_a \times t$ e $q_a \times V_i$ (carga aparente versus tensão de teste) no instante de descarga. Os parâmetros de pulso das DPs que caracterizam sua forma no domínio do tempo são definidos de tal forma que revelam seus principais atributos. São eles:

- Tempo de subida (t_r): tempo necessário para subir de 10 a 90% do valor de pico.

- Tempo de decaimento (t_d): tempo necessário para decair de 90 a 10% valor de pico.
- Largura de pulso (t_w): intervalo de tempo entre os níveis de 50% do valor de pico entre a subida e descida do pulso.
- Área sob pulso: área delimitada pela curva $q \times t$ no intervalo de tempo entre 10% do valor de pico entre a subida e descida do pulso.
- Carga Aparente (q_a): é a carga, geralmente expressa em pC que, se injetada em 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.

Existem ainda outros parâmetros comumente relacionados a pulsos de DPs definidos na IEC 60270 [14]. Considerando que N é o número total de descargas dentro do intervalo de tempo de observação T_{ref} , que é normalmente considerado como um segundo (1 s), são listados algumas dessas definições.

- Taxa de repetição de pulso (n): é a razão entre o número total de pulsos de DPs e a duração desse intervalo de tempo.
- Corrente média de descarga (I): é a razão entre a soma dos valores absolutos de carga aparente q_a , durante um intervalo de tempo T_{ref} , e o próprio intervalo de tempo, visto na Equação 4:

$$I = (|q_1| + |q_2| + |q_3| + \dots + |q_i|)/T_{ref} \quad \text{Equação 4 - Corrente média de descarga}$$

- Potência média de descarga (P): É a potência média de pulso devido a magnitudes de carga aparente q_a durante um escolhido intervalo de tempo de referência T_{ref} , definido na Equação 5:

$$P = (q_1u_1 + q_2u_2 + \dots + q_iu_i)/T_{ref} \quad \text{Equação 5 - Potência média da descarga}$$

onde u_1, u_2, \dots, u_i são valores instantâneos da tensão de teste nos instantes de ocorrência t_i das magnitudes da carga aparente individual q_i . O sinal dos valores individuais deve ser observado.

- Taxa quadrática (D): É a soma dos quadrados de cargas aparente q_i medidas durante um intervalo de tempo T_{ref} dividido por este intervalo da Equação 6:

$$D = (q_1^2 + q_2^2 + q_3^2 + \dots + q_i^2)/T_{ref} \quad \text{Equação 6 - Taxa quadrática da descarga}$$

Nos testes de detecção de descargas parciais em transformadores, uma série de grandezas é mensurada para se extrair informações. Essas grandezas, em geral, são obtidas em intervalos regulares de tempo e seus valores armazenados são utilizados para construções de gráficos úteis a uma análise mais ampla do problema. Os gráficos originados das informações extraídas destes testes são comumente classificados em como: (i) dados fasoriais, (ii) dados temporais, e (iii) dados sem informação de fase e tempo [5].

Além do instrumento de leitura e medição de DPs, pode-se utilizar uma unidade de exibição como um osciloscópio. Isso é útil não só para a classificação de fontes de DPs, mas também pela discriminação de ruídos presentes na medição. Nesta unidade de medição, é possível interpretar os sinais adquiridos pelas oscilografias uma vez que a norma traz um guia informativo, visto na Figura 14, sendo (a) descarga do tipo corona no eletrodo de alta tensão, (b) descarga do tipo corona por um ponto aterrado, (c) objeto condutivo não aterrado próximo ou dentro do objeto sob teste, (d) ruído devido ao mal contato, em alguns casos pode representar descargas parciais internas, (e) DPs na isolação entre óleo e papel ou formação de bolhas de gás, (f) descargas superficiais no óleo, (g) interferência do pulso de tiristores e (f) interferências de modulação de sinais periódicos. Uma ocorrência não apresentada na norma é a interferência por fontes chaveadas ou inversores de frequência que injetarão sinais entre 2 e 20 kHz com grande vazamento espectral, muitas vezes, inviabilizando uma leitura precisa.

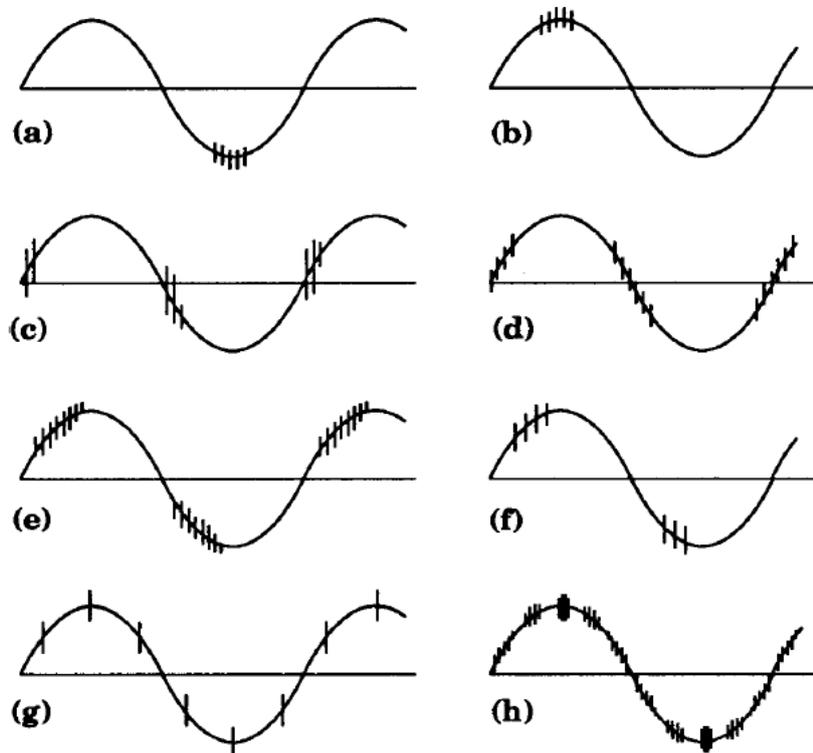


Figura 14 - Exemplos mais comuns de descargas e interferências durante ensaio de descargas parciais em transformadores de potência [17]

Para análise de dados com base na fase, os pulsos de DPs são detectados e quantificados de acordo com: a magnitude de descarga (q); o ângulo de fase (ϕ); a corrente de descarga média (I) e a taxa de descarga (n). Dessa forma, obtém-se as seguintes curvas: $q \times \phi$; $n \times \phi$; $I \times \phi$; $\phi \times q \times n$. Esta última, sendo um gráfico em 3-D, é considerada uma das formas mais completas de representação gráfica de uma distribuição de pulsos de descargas parciais devido à quantidade de informações que podem ser exploradas. A Figura 15 mostra exemplos de curvas $q \times \phi$ e $\phi \times q \times n$.

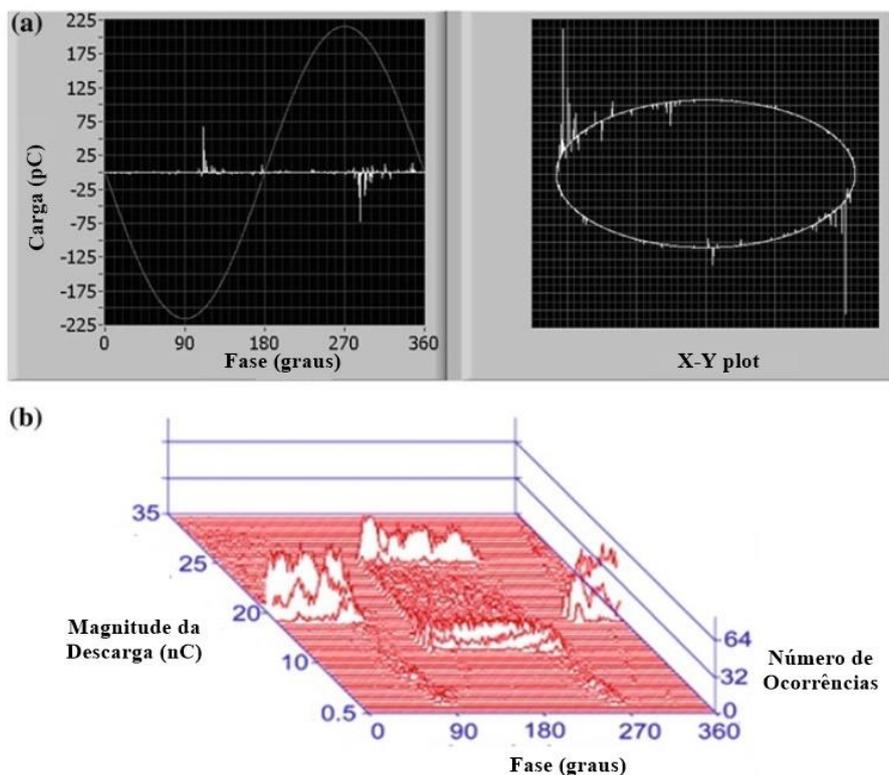


Figura 15 - Curvas fasoriais típicas. (a) $q \times \phi$ (b) $\phi \times q \times n$ [5]

Os dados de descargas parciais com base no espaço temporal são úteis para a formação das curvas $q \times t$. A Figura 16 mostra um modelo típico dessa curva. A grande vantagem da análise sobre o gráfico $q \times t$ é que, a partir do formato dos pulsos detectados, podem-se tirar indicativos do defeito no isolamento. Outra vantagem está na instrumentação dos materiais a serem utilizados para a obtenção de dados que, nesse caso, é mais simples.

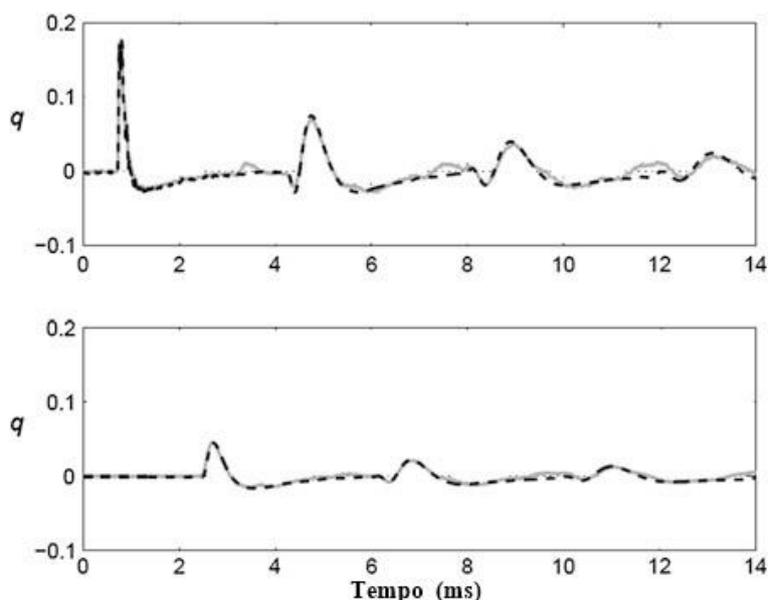


Figura 16 - Curva $q \times t$ típica [5]

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 17. Essa curva é útil para demonstrar o efeito de histerese das descargas parciais em um ciclo de teste. Tal abordagem no domínio do tempo é usual para sistemas de monitoramento online, uma vez que o tráfego de dados é reduzido e, em especial, esta informação de carga versus tempo consome pouco pacote de informações.

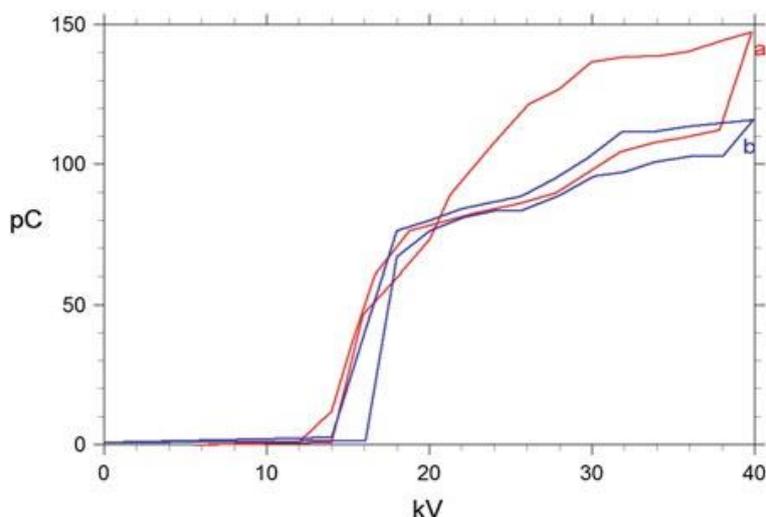


Figura 17 - Curva $q \times V$ típica [5].

2.3.5. Vantagens e Desvantagens do Método Elétrico

As principais vantagens do método elétrico de medição de PD são as seguintes [5]:

- A calibração é realizada em função da carga aparente;
- Devido ao procedimento de calibração padronizado, os valores de DPs que são medidos em pC podem ser comparados entre circuitos diferentes e objetos de teste;
- É possível a identificação do tipo de fonte de DP;
- Pode ser adotado para testar a integridade da isolação para a maioria dos equipamentos de tensão;
- Pode ser usado para testes de aceitação de equipamentos devida a alta precisão e sensibilidade.

Por outro lado, as principais desvantagens são [5].:

- Complexidade em localizar a fonte de DP;
- A sensibilidade diminui com o aumento da capacitância do objeto de teste;
- Propenso a interferências eletromagnéticas.

2.3.6. 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. 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.

A Figura 18 mostra o modelo 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 18 - Diagrama de blocos do sistema de detecção de DPs pelo método acústico [22]

Nesse esquema, o sinal do sensor é amplificado pelo pré-amplificador, considerando que este não seja interno ao sensor. Em seguida, o pré-amplificador é conectado à unidade de processamento, o sinal detectado pelo sensor trafega 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.

A forma típica de sinais acústicos detectados em transformadores 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, muitas vezes dois tipos de sinais acústicos são obtidos: sinais em “forma de flecha”, capturados, 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 19 ilustra esses sinais.

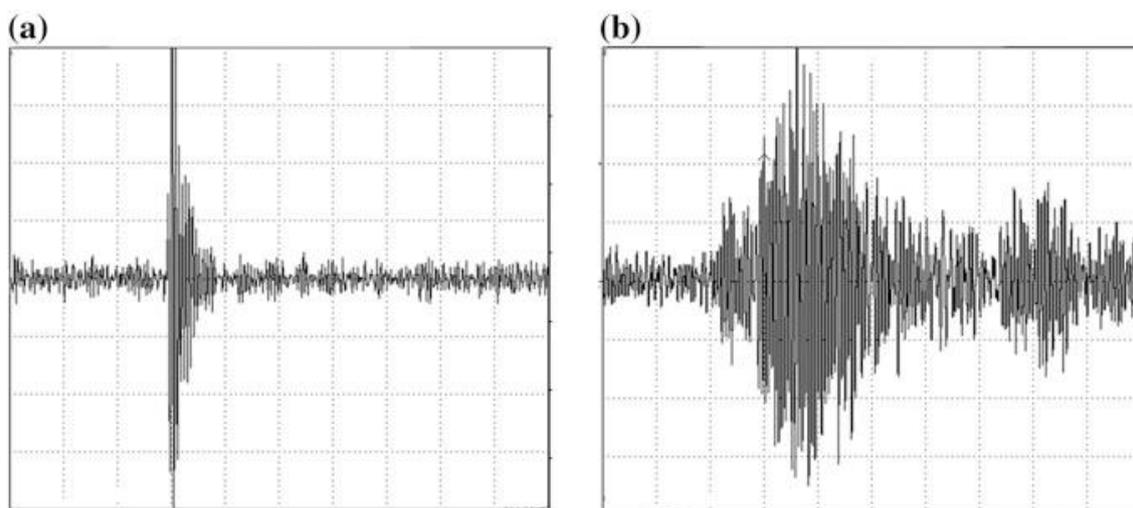


Figura 19 - Sinais acústicos típicos em transformadores. (a) Sinal em “forma de flecha” (b) Sinal em “forma de ovo” [23]

O dimensionamento de sensores acústicos para detecção de descargas parciais deve ser feito considerando o meio em que esses devem captar a onda. Os microfones são normalmente usados em ar e outros gases enquanto os hidrofones de materiais piezoelétricos são usados em meios líquidos.

Para os equipamentos de energia elétrica, os sistemas de detecção acústica de DPs são classificados em: (i) sistemas externos, que são montados fora do equipamento e, (ii) sistemas internos que, por sua vez, funcionam dentro dos dispositivos. Nos sistemas externos, os sensores piezoelétricos e de emissão acústica e os acelerômetros são os mais utilizados, para aqueles de uso interno os mais utilizados são piezoelétricos associados a membranas móveis.

O sistema de detecção de DPs também podem ser divididos em tipo contato e tipo sem contato. Os 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. A desvantagem dessa categoria é a atenuação que os sinais estão sujeitos, que varia conforme a distância do sensor.

A seguir, são descritas as principais técnicas de localização de fontes de DPs, através sensores acústicos:

- 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 à 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 tráfego: 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 tráfego 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. O sensor que detecta a onda acústica primeiro, aciona os outros três sensores simultaneamente e os tempos de chegada para os outros três sensores são registrados. Isso resulta em três medições de tempo a partir do sensor de referência. Dessa forma, utilizando os registros de cada sensor, são determinados os seguintes hiperboloides das equações de Equação 7 à Equação 10 :

$$(x_s - x_1)^2 + (y_s - y_1)^2 + (z_s - z_1)^2 = (v_s t_0)^2 \quad \text{Equação 7 - Hiperboloide 1}$$

$$(x_s - x_2)^2 + (y_s - y_2)^2 + (z_s - z_2)^2 = (v_s(t_0 + t_{12}))^2 S_f = q_0/R_0 \quad \text{Equação 8 - Hiperboloide 2}$$

$$(x_s - x_3)^2 + (y_s - y_3)^2 + (z_s - z_3)^2 = (v_s(t_0 + t_{13}))^2 \quad \text{Equação 9 - Hiperboloide 3}$$

$$(x_s - x_4)^2 + (y_s - y_4)^2 + (z_s - z_4)^2 = (v_s(t_0 + t_{14}))^2 \quad \text{Equação 10 - Hiperboloide 4}$$

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) é a localização do i -ésimo sensor.

Assim, a localização da fonte de DPs é determinada pela intersecção dos hiperboloides.

2.3.7. Vantagens e Desvantagens da Metodologia Acústica

As principais vantagens do método acústico de medição PD são as seguintes [5]:

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

Por outro lado, as principais desvantagens do método acústico são [5]:

- A calibração do sinal acústico em relação à carga PD 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 processamento de dados.

2.3.8. Método de Ultra-Alta Frequência - UHF

O método UHF baseia-se em detectar as emissões eletromagnéticas dos locais de descarga no isolamento produzidas pelos pulsos de descargas parciais. A vantagem do método UHF é que a relação sinal/ruído obtida, sob condições “*in loco*”, é superior quando comparada com a medição de DPs descrita na IEC 60270 [14], fato que permite uma maior sensibilidade e precisão durante o processamento. Isso ocorre porque, em altas frequências, as ondas eletromagnéticas são mais atenuadas à medida que se propagam no meio. Dessa forma, o ruído eletromagnético, responsável pela poluição dos sinais medidos, que são gerados mais longe do sensor UHF quando comparado à fonte de DPs sofre uma atenuação maior que as emissões eletromagnéticas da própria descarga, resultando em uma medição de maior qualidade devida à maior relação sinal/ruído.

Normalmente, o sistema de monitoramento de DPs por UHF usa sensores UHF que são conectados através de um pré-amplificador e um multiplexador a um analisador de espectro e a um osciloscópio digital. Geralmente, a faixa de frequência do amplificador é de 2 MHz – 2,6 GHz com um ganho de +40 dB, enquanto a taxa de amostragem e largura de banda do osciloscópio são 5 GS/s e 1 GHz, respectivamente.

Os principais componentes do sistema de monitoramento de DPs são: (i) sensores UHF; (ii) conversor de DPs, que converte o sinal UHF em um sinal de baixa frequência e realiza redução de ruído; (iii) unidade de processamento, que monitora o fluxo de dados, e (iv) unidade de pós-processamento, unidade responsável por exibir e arquivar os dados.

As emissões eletromagnéticas de descargas parciais podem ser detectadas usando sensores capacitivos ou indutivos. Os sensores capacitivos usam a componente “campo elétrico” produzida pelas DPs. Uma característica desse tipo de sensores UHF é a elevada largura de banda em que os espectros de FFT dos pulsos podem ser captados, que varia entre 700-1000 MHz. Essa característica é importante na sensibilidade de pulsos em várias frequências como, por exemplo, aqueles provenientes da corona que ocorre em faixas próxima de 300 MHz são um indicativo de falha no sistema de isolamento.

Os sensores indutivos, por sua vez, são produzidos na forma de um toroide e funcionam acoplando o componente do campo magnético emitido pelas DPs, o que induz uma tensão proporcional em seus terminais. Esse tipo de sensor, quando comparado com o sensor capacitivo fornece o espectro FFT dos pulsos de descargas em uma faixa menor que varia entre 200-350 MHz. Devido à menor largura de banda, a vantagem dos sensores indutivos frente aos capacitivos está, portanto, na maior relação sinal/ruído.

Devida à maior sensibilidade, o uso de sensores capacitivos é mais comum. A Figura 20 mostra quatro tipos desses sensores: (a) sensor de disco; (b) sensor janela; (c) sensor de válvula;

(d) sensor de barreira. Tal aplicação é mais comum para isolamentos a gás como ocorre em subestações do tipo GIS, siga em inglês para *Gas Insulated Substation*.

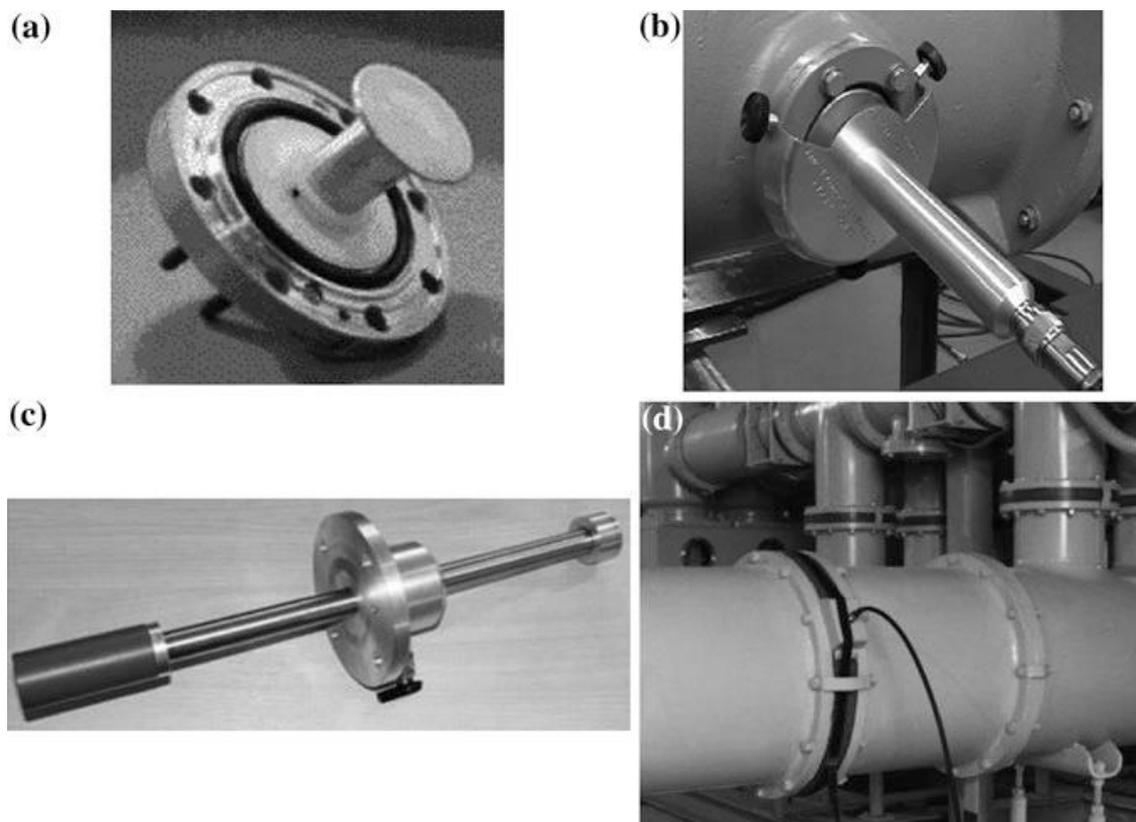


Figura 20 - Sensores UHF. (a) Sensor de disco. (b) Sensor janela. (c) Sensor de válvula. (d) Sensor de barreira [24]

Os diferentes tipos de sensores mostrados na Figura 20 podem ser agrupados de acordo com seu local de montagem no equipamento em duas categorias: sensores internos e sensores externos. A vantagem do sensor externo é que sua remoção ou substituição pode ser realizada sem afetar o dispositivo monitorado. No entanto, destaca-se na literatura que a experiência prática mostra que tanto os sensores externos quanto os internos são capazes de detectar níveis de descarga parcial de vários ηC sem nenhum problema.

2.3.9. Vantagens e Desvantagens da Metodologia UHF

As principais vantagens do método UHF de medição de PD são as seguintes [5]:

- Maior imunidade ao ruído, o que significa que o método UHF pode ser empregado para medição de DPs em ambientes ruidosos.
- Boa precisão para localização dos defeitos frente aos outros métodos.
- 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;

- Elevado sucesso em experiências práticas de medição e monitoramento em subestações isoladas a gás.

As principais desvantagens do método UHF são [5]:

- No método UHF, as medições não podem ser calibradas em termos de carga aparente.
- O método UHF é menos flexível, visto que os sensores UHF e acessórios relacionados são geralmente específicos de um tipo de equipamento.
- Alto custo percentual frente a outros métodos.

2.3.10. Método Óptico

Conforme descrito por BRUNINI [18], o método óptico tem como objetivo detectar a radiação ultravioleta ou infravermelha emitida pelas DPs, através de receptores de sinais nestes espectros que, de acordo com SCHWARZ, MUHR & PACK [25], 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 em líquidos e sólidos esse valor é ainda inferior. 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 emissão de luz está na faixa de 350 a 70 nm da região espectral, de acordo com a composição do óleo isolante, o que evidencia a necessidade de uma alta sensibilidade de sensores a serem utilizados.

Por essa razão, GUTNIK [26] destaca que os métodos ópticos ainda não tiveram uso extensivo na detecção de DPs. Entretanto, dentre as aplicações presentes na literatura, verifica-se que os métodos ópticos são mais utilizados em sistemas de isolamentos gasosos e líquidos devida à necessidade de um contato visual melhor. Nesse contexto, a Figura 21 (a) mostra um esquemático de um sistema de detecção óptico para equipamentos isolados a gás. Na Figura 21 (b) é apresentado, por sua vez, um espectro óptico típico de uma descarga em gás SF₆.

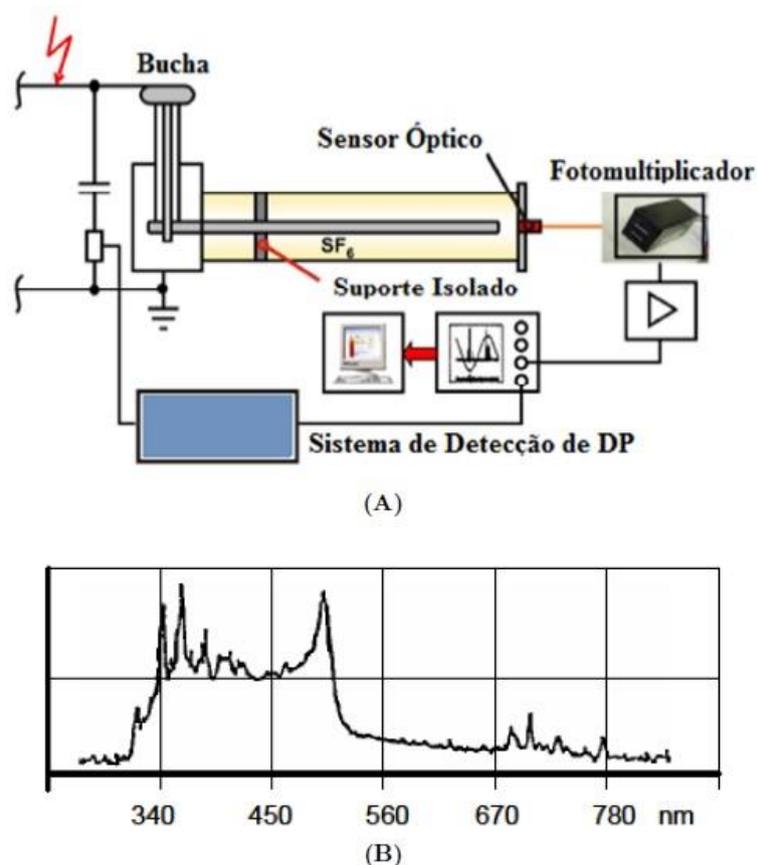


Figura 21 - (a) Esquemático para detecção de DPs pelo método óptico em equipamentos isolados a gás. (b) Espectro óptico para ruptura dielétrica em gás SF₆ [26]

Para a medição por esse esquema, diferentes sensores ópticos podem ser usados como fotodiodo ou fotomultiplicador mas, devido às pequenas quantidades de luz, é recomendável um fotomultiplicador, que consiste em um fotocátodo, 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 fotocátodo, fotoelétrons são emitidos no vácuo. Esses fotoelétrons são então direcionados pelas tensões do eletrodo ao multiplicador de elétrons. Os elétrons multiplicados são coletados pelo anodo como um sinal de saída. Por causa da multiplicação de emissão secundária, os tubos fotomultiplicadores fornecem sensibilidade extremamente alta, permitindo a medição de níveis muito baixos de luz [25].

2.3.11. Vantagens e Desvantagens do Método Óptico:

De acordo com SCHWARZ, MUHR & PACK [25], é vantagem do método óptico:

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

Por outro lado, tem-se as seguintes desvantagens:

- Acessibilidade do sensor dentro do equipamento;
- Possibilidade de perda de calibração dos sensores ópticos;

- Opacidade do meio, principalmente em óleos isolantes e perda de sinais.

2.3.12. 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 que se dão 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 [18].

De acordo com a norma IEEE Std C67-113 [15], cada tipo de defeito gera um ou mais tipos de gases no isolamento. Dessa forma, a análise cromatográfica 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, de acordo com GUTNIK [26], destacam-se os que seguem:

- Gases combustíveis: Hidrogênio (H₂), Metano (CH₄), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄) e Acetileno (C₂H₂);
- Gases não combustíveis: Oxigênio (O₂), Nitrogênio (N₂), Monóxido de Carbono (CO) e Dióxido de Carbono (CO₂).

Segundo BRUNINI [18], existem diversos métodos utilizados na análise de gases dissolvidos isolantes. Entre esses, se destacam:

- Método do Gás Chave: permite identificar a ocorrência de uma falha no transformador quando as concentrações dos gases no óleo isolante, associadas a esta falha, ultrapassam valores normais de degradação.
- Método de Dornenburg e Método de Rogers: a identificação de falhas é baseada na relação entre as concentrações de dois gases presentes no óleo isolante dentre os seguintes: Hidrogênio, Metano, Etano, Etileno, Acetileno. Para DPs, as relações de concentração são as mostradas na Tabela 2.

Tabela 2 - Relações de concentração para DPs. Métodos de Dornenburg e de Rogers [18]

Relação de concentração entre gases	Método	
	<i>Dornenburg</i>	<i>Rogers</i>
CH ₄ /H ₂	< 0,1	< 0,1
C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	-	<0,1
C ₂ H ₂ /CH ₄	<0,3	-
C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	<0,4	-
C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	-	< 1,0

Método de Duval: correlaciona as concentrações de cinco tipos de gases: Hidrogênio, Etileno, Etano, Acetileno e Metano com o tipo de falha através de um mapa conhecido como pentágono de Duval onde cada aresta representa a concentração de um gás. O mapa

apresentado na Figura 22 é subdividido em várias áreas de modo que a intersecção entre as concentrações dos gases indica a falha ocorrida.

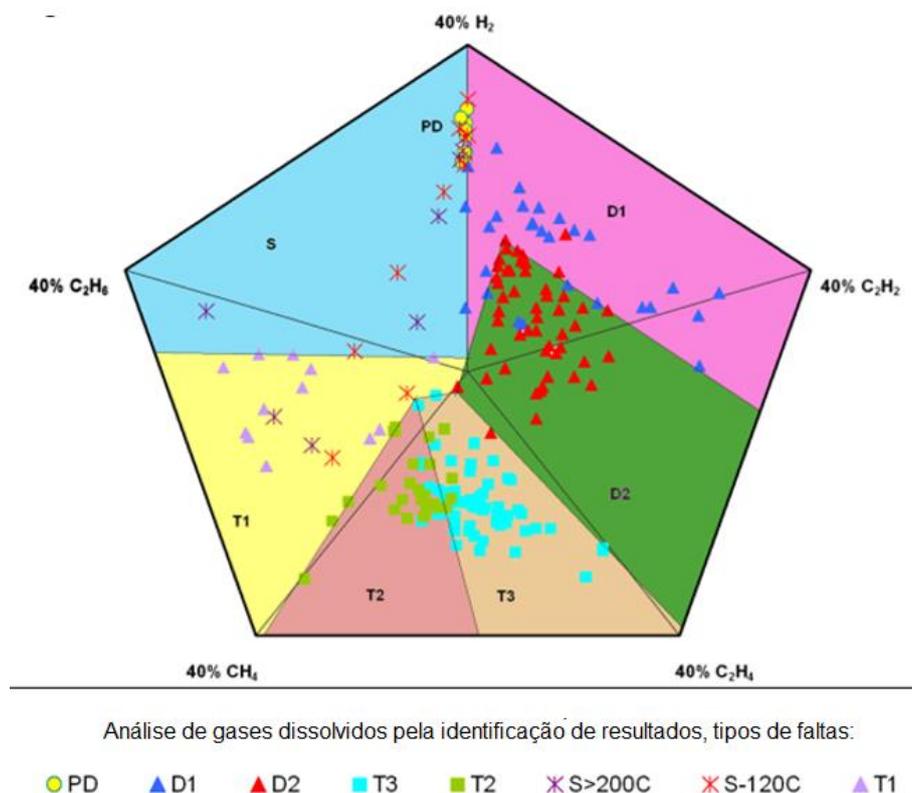


Figura 22 - Pentágono de Duval com registro de ocorrências, fonte: próprio autor

2.3.13. Vantagens e Desvantagens do Método Químico

É vantagem do método químico de acordo com BRUNINI [18]:

- Eficiência na identificação de DPs, através da análise cromatográfica dos gases presentes no óleo;
- Metodologia consagrada com várias pesquisas consolidadas nesta área;
- Permite identificar com facilidade a evolução da formação de gases no domínio do tempo.

Por outro, as desvantagens do método, segundo GUTNIK [26], são:

- Impossibilidade de mensurar a carga aparente das DPs;
- Não permite a localização dos pulsos de DPs;
- Equipamentos de medição online são caros e em sua maioria exigem gás de arraste ou partes móveis.
- Aqueles que são sensibilizados por eletrodos fixos não possuem resolução suficiente em partes por milhão para detectar as ocorrências no início da formação de DPs.

2.3.14. Quadro-resumo dos Métodos de Identificação de Descargas Parciais

Apresenta-se, a seguir, um quadro-resumo das principais vantagens e desvantagens dos métodos de identificação de DPs descritos na seção 2.3.

Tabela 3 - Quadro-resumo das técnicas de identificação de DPs, fonte: próprio autor

Método	Principais Vantagens	Principais Desvantagens
Elétrico	<ul style="list-style-type: none"> – A calibração é realizada em função da carga aparente; – É possível a identificação do tipo de fonte de DP; – Pode ser usado para testes de aceitação de equipamentos devida a alta precisão e sensibilidade. 	<ul style="list-style-type: none"> – Complexidade em localizar a fonte de DP; – A sensibilidade diminui com o aumento da capacitância do objeto de teste; – Propenso a interferências eletromagnéticas.
Acústico	<ul style="list-style-type: none"> – É não invasivo, relativamente barato e fácil de ser usado; – Maior imunidade à interferência eletromagnética; – Localização eficiente de fontes de PD; 	<ul style="list-style-type: none"> – A calibração do sinal acústico em relação à carga PD 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.
UHF	<ul style="list-style-type: none"> – Maior imunidade ao ruído, o que significa que o método UHF pode ser empregado para medição de DPs em ambientes ruidosos. – Boa 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. 	<ul style="list-style-type: none"> – No método UHF, as medições não podem ser calibradas em termos de carga aparente. – O método UHF é menos flexível, visto que os sensores UHF e acessórios relacionados são geralmente específicos de um tipo de equipamento. – Alto custo.
Óptico	<ul style="list-style-type: none"> – Toda a medição é isolada galvanicamente, de modo que não há influências nas medições, que são imunes a sinais indesejados. 	<ul style="list-style-type: none"> – Acessibilidade do sensor dentro do equipamento; – Possibilidade de perda de calibração dos sensores ópticos.
Químico	<ul style="list-style-type: none"> – Eficiência na identificação de DPs, através da análise cromatográfica dos gases presentes no óleo. 	<ul style="list-style-type: none"> – Impossibilidade de mensurar a carga aparente das DPs; – Não permite a localização dos pulsos de DPs.

2.4. Tecnologias Existentes para Monitoramento de Transformadores de Potência

Antes de iniciar o desenvolvimento do sistema de captura e processamento de sinais para qualificação das descargas parciais foi realizado uma pesquisa de mercado sobre os principais fabricantes de solução de monitoramento e diagnóstico para transformadores de potência. Também buscou-se entender as vantagens e desvantagens de cada sistema e o motivo da baixa penetração destas soluções no ambiente da distribuição e forte emprego no setor de transmissão.

Basicamente esta diferença se dá pelo alto custo de aquisição dos sistemas sendo inferior a dez por cento para ativos novos com mais de 100 MVA e até cinquenta por cento em equipamentos de 15 MVA. Logo, as premissas fundamentais para que se propusessem as hipóteses que nortearam o desenvolvimento desta tese, de forma que o seu produto tivesse sucesso na aplicação de campo e impacto mercadológico, foram: (i) o baixo custo de aquisição, (ii) elevada resiliência e, (iii) matriz de fabricação local.

2.4.1. Fabricante 1

O sistema de monitoramento do fabricante 1 [27] apresentado, é produzido desde o ano 2003 e, atualmente, possui mais de 1000 unidades entregues. Esse sistema apresenta um caráter versátil devido à possibilidade de instalação em transformadores novos, antigos e de outros fabricantes. O programa possui interface amigável e não requer um computador especial para sua instalação.

O equipamento emprega uso de imagem térmica e é utilizado no monitoramento de temperatura do óleo e do comutador, gases dissolvidos e tangente delta. Dentre suas principais características, destacam-se:

- Controle de resfriamento inteligente, controla até 6 grupos de coolers, possibilidade de inicialização da ação dos coolers remotamente, tempo de serviço mostrado na interface da estação, nível de ruído baixo, redução do resfriamento com estabilização da temperatura;
- Balanceamento de temperatura: o TEC acompanha as temperaturas do transformador e compara-as com um modelo teórico para indicar mudanças, nas condições de resfriamento ou geração de calor, que poderiam colocar restrições na capacidade de sobrecarga;
- Balanço de temperatura do comutador: a temperatura do comutador é verificada e comparada com um modelo para indicar temperaturas excessivas;
- Arquitetura modular e expansível: o TEC é modular e expansível para requisitos adicionais que podem ser necessários no futuro. Sua funcionalidade pode incluir qualquer um dos parâmetros monitorados;

2.4.2. Fabricante 2 com módulo 1

O sistema do fabricante 2, se aplica ao monitoramento de gases dissolvidos em óleo, estresses elétricos, comutador, sistema de resfriamento e buchas possibilitando a cobertura das causas mais comuns de falhas em transformadores de potência [28]. Ele permite combinar as saídas dos sensores disponíveis e utilizar análises e modelos sofisticados para evitar sobrecarga de dados e fornecer uma visão agregada da integridade dos principais componentes do transformador, fornecendo alarmes inteligentes, diagnósticos e sugerindo os próximos passos operacionais.

O equipamento é modular e altamente configurável para acomodar uma ampla gama de especificações ou exigências do cliente relacionadas ao monitoramento das principais áreas responsáveis pelo insucesso dos transformadores de potência. Esse sistema pode ser instalado na maioria de transformadores novos ou antigos, independentemente do fabricante, e suas opções de comunicação facilitam a conexão a sistemas SCADA.

Para o monitoramento adequado dos transformadores é necessário, no entanto, a definição dos conjuntos de funcionalidades necessários, compostos em 4 diferentes kits.

Tabela 4 - Kits disponíveis para o MS 3000 [28]

Kit	Aplicações para Monitoramento
Kit 1 – Módulo Básico	<p>Análise de Gás Dissolvido</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gases presentes no óleo (1 a 9 gases); • Umidade. <p>Carga</p> <ul style="list-style-type: none"> • Correntes de cargas; • Sobre corrente; • Número total de sobrecorrentes; • Fator de potência; • Capacidade de sobrecarga; • Tempo de sobrecarga; • Potência Aparente. <p>Isolamento</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nível de óleo; • Temperatura do óleo; • Temperatura do enrolamento; • Umidade no papel isolante; • Queda de tensão; • Desgastes / envelhecimento. <p>Ambiente</p> <ul style="list-style-type: none"> • Temperatura ambiente. <p>Sistema de Refrigeração</p> <ul style="list-style-type: none"> • Condição de funcionamento de coolers e bombas individuais / de grupo; • Tempo de funcionamento de coolers e bombas individuais / de grupo; • Eficiência do cooler. <p>OLTC Básico</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Posição do tap; • Número de operações de comutação; • Número de operações no tap em serviço.
Kit 2 – Módulo Básico + Comutador (OLTC)	Características Kit 1 Monitoramento completo OLTC <ul style="list-style-type: none"> • OLTC Básico; • Consumo de energia do acionamento motorizado; • Corrente do acionamento motorizado do <i>tap</i>; • Tempo de Operação; • Condições mecânicas.
Kit 3 – Módulo Básico + Buchas	Característica Kit 1 Monitoramento de Buchas <ul style="list-style-type: none"> • Tensão de operação; • Sobretensões; • Número total de sobretensões; • Mudança na capacitância C1 da bucha capacitiva.
Kit 4 - Módulo Básico + OLTC + Buchas	Características Kit 1 Monitoramento completo OLTC Monitoramento de Buchas

2.4.3. Fabricante 2 com módulo 2

O mesmo fabricante apresenta um segundo módulo que utiliza medições de gás dissolvido em óleo e a umidade para fornecer monitoramento on-line e diagnósticos de transformadores, [29]. Para o monitoramento de gases, o sistema utiliza a metodologia do Triângulo de Duval que correlaciona as concentrações de três tipos de gases: Acetileno, Etano e Metano com o tipo de falha através de um mapa.

Especificações:

- Sensores;
- Extração de gás;
- Medição de gás por espectroscopia foto-acústica (PAS);
- Sensores de umidade capacitiva de filme fino.

Medições:

- Hidrogênio;
- Monóxido de Carbono;
- Acetileno;
- Etileno;
- Metano;
- Umidade.

2.4.4. Fabricante 2 com módulo 3

Ainda neste fabricante há um terceiro módulo de monitoramento que é um sistema on-line para avaliar a condição das buchas e também pode detectar a atividade de descargas

parciais no tanque do transformador, alertando a equipe de supervisão sobre as condições de falha em um estágio inicial [30].

Este módulo pode ser utilizado como um sistema autônomo para monitorar a atividade de isolamento e descarga parcial da bucha, ou como uma solução integrada de fonte única com o analisador multigás de Análise de Gás Dissolvido (DGA) e o programa para fornecer uma visão mais aprofundada das condições do transformador e as causas principais de falhas.

De modo geral, o sistema fornecerá status em:

- Deterioração do isolamento da bucha;
- Atividade de descarga parcial;
- Teor de umidade no óleo;
- Desenvolvimento dos principais gases que resultam em falha: H₂, CO, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆, CO₂ e CH₄.

A seguir, descrevem-se algumas características deste módulo:

- Programa de Percepção: o programa permite que um operador baixe e visualize facilmente os dados críticos disponíveis de um transformador e use-os para tomar decisões. O programa é uma ferramenta atualizável, permitindo que os usuários visualizem todos os dados relevantes do transformador a partir de um ponto centralizado.

2.4.5. Fabricante 3

O fabricante 3 consiste em uma unidade de medição, um controlador USB e um sofisticado programa de análise. O sistema é plug-and-play e modular, podendo ser facilmente expandido para um número de canais virtualmente ilimitado, o que permite medições paralelas e síncronas [31]. Este equipamento é aplicado somente na medição de DPs em conformidade com a norma IEC 60270 [14]; possui fabricação estrangeira e conta com centenas de unidades em operação na indústria e em outras aplicações.

Características:

- Medição e gravação de DPs em multicanal síncrono;
- Boa imunidade a interferências para medições sob condições desfavoráveis;
- Processamento de dados totalmente digital permite alta precisão de medição;
- Isolamento galvânico através de cabo de fibra ótica: a transmissão de dados por fibra ótica entre os dispositivos de medição individuais e o controlador de PC fornece isolamento galvânico completo. Isso minimiza os loops de terra, reduz o acoplamento de interferência e alcança uma sensibilidade significativamente maior do sistema por meio da melhor relação sinal/ruído.
- Filtragem avançada e totalmente digital: desde o primeiro ponto de medição, o equipamento usa um filtro digital. Isso resulta em reprodutibilidade para executar um controle de qualidade das DPs;

- Unidades de aquisição alimentadas por bateria: durante a operação da bateria, nenhum ruído da rede elétrica entra no circuito de medição. Devido ao consumo muito baixo de energia, uma operação ininterrupta com bateria de mais de 20 horas é garantida;
- Medição até a faixa de UHF: uma faixa de medição amplamente expandida até a faixa UHF é obtida com o sistema opcional. A combinação do sistema UHF e o equipamento apresentado resulta em um sistema de medição preciso para diferentes larguras de banda: banda estreita, banda média ou medições de banda larga podem ser selecionadas;
- Pós-processamento de dados em tempo real: pode armazenar eventos de DPs com taxa de amostragem de 1 M/s durante o teste. Além disso, as tensões de teste e todas as outras configurações relevantes do sistema são armazenadas. Várias funções estão integradas para manuseio dos dados medidos, tais como:
 - Função de repetição: o armazenamento de dados brutos (não processados) podem ser analisados posteriormente;
 - Função de streaming: enquanto a velocidade de reprodução pode ser selecionada livremente, algumas seções podem ser reproduzidas mais lentamente permitindo análise mais detalhadas dos eventos de DPs desejados;
 - Função de exportação: as gravações também podem ser armazenadas como vídeo no formato .avi, que podem ser reproduzidos sem o programa.
- Interface do aplicativo externo: uma interface de aplicativo flexível, baseada no Microsoft COM®, permite a transferência completa de todas as medidas e definições de configuração para outros programas como Microsoft Excel™ ou MATLAB®;
- Relatório Integrado: podem ser criados automaticamente no formato .xml.

O equipamento é disponível em dois pacotes: básico e avançado. Pacote Básico: a maioria dos parâmetros e configurações são automaticamente determinadas pelo programa:

- Exibição em tempo real (> 20 frames / segundo);
- Visão do osciloscópio em tempo real configurável para entrada de tensão e de DPs;
- Visualização flexível de eventos de DPs.

Pacote Avançado: possibilidade de acesso ao “Modo Especialista” com um conjunto de configurações adicionais, visualizações e métodos de análise. Isso permite um controle manual sobre todos os aspectos da detecção e da análise de DPs, proporcionando acesso a opções avançadas de visualização.

2.4.6. Fabricante 4

O fabricante 4 é aplicado no monitoramento do tanque principal do transformador, gases dissolvidos em óleo, descargas parciais, buchas, sistema de resfriamento e comutador. Dessa forma, trata-se de um sistema de amplo monitoramento [32]. O hardware do sistema é equipado com display LCD integrado a botões de comando, entradas digitais, fibra óptica, relés e CPU. O equipamento possui fabricação estrangeira e o maior custo dos sistemas de monitoramento apresentados. Algumas de suas vantagens são:

- Slots expansíveis, é possível incluir medição por fibra óptica, tensão, corrente, imagem térmica, formação de gases entre outros apenas com uma unidade de processamento e placas de medição separadas.
- Grande flexibilidade operativa, uma vez que é possível configurar diversos módulos e expandi-los conforme a necessidade;
- Possui módulos para quase todas as grandezas monitoráveis e conhecidas, tornando-se um dos produtos mais completos do mercado.

2.4.7. Fabricante 5

O fabricante 5 é um relé, sendo divergente dos outros fabricantes, todavia, dentre outras opções, pode ser aplicado no monitoramento de ativos através do rastreamento do desgaste do transformador que é realizado por imagem térmica e por monitoramento de faltas passantes [33].

Dentre as suas principais funcionalidades destacam-se:

- Proteção diferencial avançada e três elementos de falta à terra restrita (REF) minimizam danos e reparos dispendiosos dos transformadores.
- Monitoramento de faltas passantes, térmico e dos disjuntores fornece gerenciamento abrangente dos ativos da subestação.
- Proteção diferencial em aplicações de transformadores que utilizam até cinco correntes de restrição. Isso inclui transformadores simples com enrolamentos terciários. Três elementos REF independentes para proteger enrolamentos em estrela aterrada.
- Proteção diferencial adaptativa de alta velocidade, possui uma inclinação de subida de dois estágios que se adapta automaticamente às condições de faltas internas ou externas, mesmo com saturação do TC e formas de onda altamente distorcidas. Logo é possível obter uma proteção diferencial rápida, sensível, confiável e segura entre espiras que envolvam apenas 2% do total do enrolamento com o elemento diferencial de sequência-negativa
- Monitoramento avançado de ativos, avalia o desgaste do transformador através do monitoramento térmico e de faltas passantes.

2.4.8. Fabricante 6

O fabricante 6 tem um sistema especialista que combina vários modelos de engenharia com técnicas avançadas de aprendizado estatístico [34]. O equipamento transforma os dados de monitoramento dos transformadores em informações úteis traduzindo gás dissolvido em óleo, desvio de capacitância da bucha, umidade e outros dados medidos pelo sensor em mensagens de diagnóstico.

As vantagens do equipamento incluem os seguintes:

- Sistema de diagnóstico e monitoramento de transformador;
- Detecção avançada de condições anormais;
- Fornece acesso 24/7 aos dados, localmente ou remotamente;
- Arquitetura flexível;
- Detecta automaticamente dados de sensores ruins para evitar diagnósticos falsos;
- Facilmente instalado em transformadores novos ou antigos de qualquer fabricante, utilizando os sensores existentes;
- Indica relações potencialmente relacionadas ou causais entre componentes do transformador e condição alarmada;
- Sugere recomendações por meio de modelos usando dados de campo reais;
- Dados disponíveis para o sistema corporativo de gerenciamento de dados via interface compatível com OPC para reduzir o custo do gerenciamento de banco de dados;
- Comunica-se com sensores por interfaces seriais, analógicas e digitais;
- Suporta meios de comunicação baseados em fibra óptica e sem fio;
- Pode ser combinado com outros sistemas de monitoramento de ativos via gateway da subestação;
- Arquitetura flexível.

Devido à grande disponibilidade de sensores no mercado, o equipamento é projetado para suportar a aquisição de dados de sensores de diferentes fabricantes. Com o ele pode ser realizado os seguintes monitoramentos:

- Desvio de capacitância relativa da bucha;
- Umidade no isolamento: avaliação da condição de umidade do óleo e umidade estimada no papel isolante;
- Térmico: avaliação da temperatura de hot-spot;
- Envelhecimento e expectativa de vida: avaliação da perda relativa de vida e envelhecimento relativo pelos métodos ANSI, IEC ou ABNT;
- Sistema de refrigeração: avaliação da operação correta do sistema de refrigeração, monitorando a corrente de carga dos grupos de ventiladores e o fluxo de óleo ou água (dependendo do sistema de resfriamento);

- Volume de óleo do conservador: fornece notificação avançada do volume de óleo do conservador antes de atingir o nível aceitável mais baixo;
- Gás dissolvido em óleo: avaliação dos valores limite de geração de gás no óleo (dependendo dos sensores instalados, pode incluir metano, etileno, acetileno, etano, dióxido de carbono, hidrogênio, oxigênio e monóxido de carbono);
- Comutador: avaliação da indicação de posição, cálculo de desgaste de contato e torque para comparação com valores aprendidos.

2.5. Comparação das Tecnologias Existentes

Por fim a Figura 23, resume de forma comparativa as tecnologias existentes a fim de sumarizar e simplificar a motivação para o desenvolvimento proposto. Há divergências quanto ao método de detecção, conforme verificado no item 2.4, variando a acurácia dos sensores, principalmente na sensibilização frente a tangente de delta, capacitância e descargas parciais. Além disto, os fabricantes não dispõem de equipe técnica para instalação e suporte em campo, bem como apresentam garantia reduzida e elevados custos de aquisição. Estes eventos representam uma grande barreira de entrada e diversificação da tecnologia, pois sem o adequado suporte e com elevado custo de aquisição os sensores podem operar de forma divergente e restritos a poucos ativos críticos do sistema elétrico de potência, respectivamente.

Contudo todas as tecnologias apresentadas no item 2.4 remetem-se a métodos e processos de detecção consagrados. Portanto a base da pesquisa motivou-se em tentar cobrir os cinco atributos destacados de forma coesa e próximo ou superior aos produtos referência nestas características. Logo, faz-se necessário compreender o estado da arte e se novas metodologias de medição são promissoras na detecção de falhas prematuras. Bem como avaliar se os novos métodos não tornam aqueles supracitados obsoletos, seja por sua acurácia, resiliência, previsibilidade ou custo.

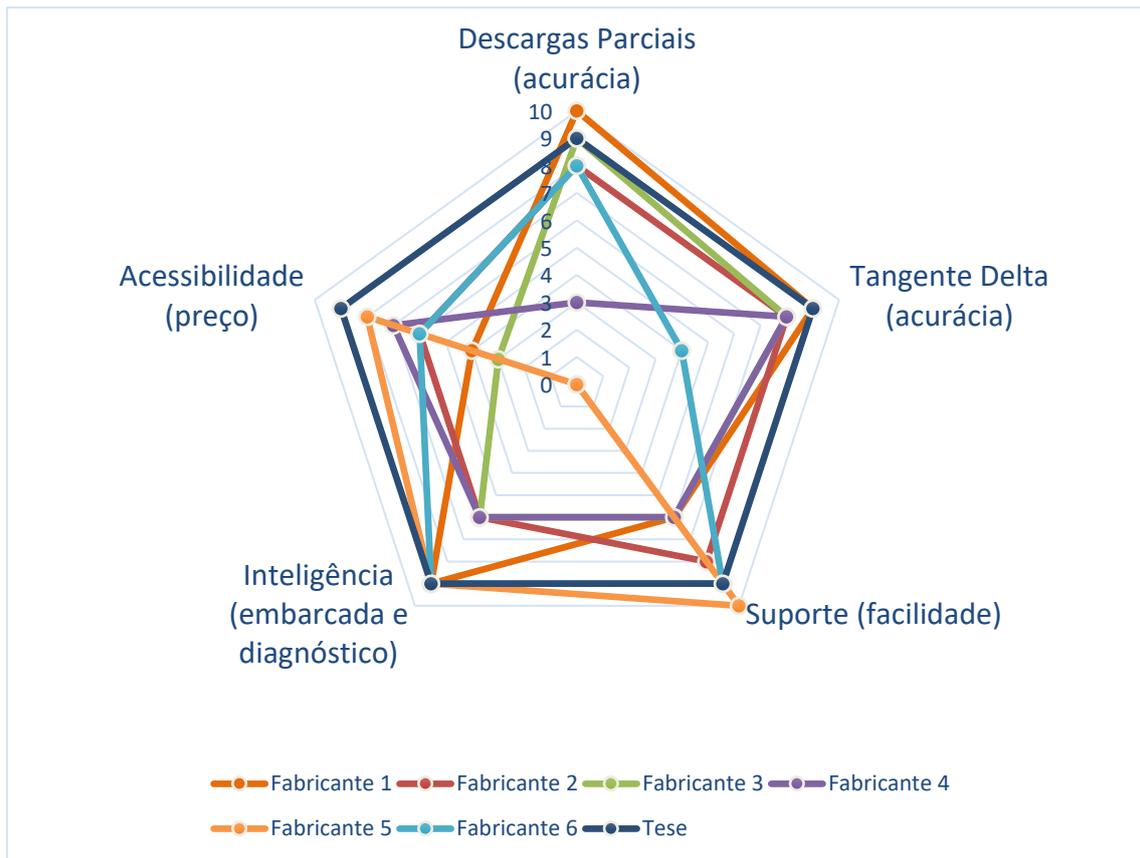


Figura 23 - Atributos dos sensores frente a suas características, fonte: próprio autor.

3. Estado da Arte para o
Monitoramento de
Descargas Parciais

3.1. Introdução

Em função do alto custo de manutenção corretiva e dos consideráveis prejuízos causados pela saída de operação de um transformador do sistema elétrico, tem-se buscado, intensivamente, o desenvolvimento de técnicas de monitoramento e diagnósticos cada vez mais eficientes aplicados em transformadores de força (TFs). Muitas dessas ações têm sido desenvolvidas pela Indústria, por Centros de Pesquisa e por Universidades. Assim, nos últimos tempos, o monitoramento e o diagnóstico de transformadores têm atraído considerável atenção de pesquisadores e engenheiros, principalmente para o desenvolvimento de técnicas on-line devido à tendência de avanços contínuos das ferramentas computacionais e de tecnologia da informação [35].

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 dos transformadores. Geralmente é o fator limitante na longevidade desse tipo de equipamento, conforme destacado no capítulo 3. Nessa situação, o monitoramento não apenas detecta as falhas incipientes, mas também permite uma programação de manutenção periódica baseada nas condições reais. Assim, é importante identificar, através dos sistemas e técnicas de monitoramento, os principais fenômenos que podem levar à tal degradação, entre os quais se destacam os seguintes: (i) aumento de umidade; (ii) existência de partículas estranhas ao equipamento; (iii) oxidação do óleo e de partes componentes dos transformadores, e; existência de descargas parciais. Este último constitui o objeto alvo desta investigação e é o foco de desenvolvido nessa revisão bibliográfica.

Nesse contexto, diferentes técnicas têm sido desenvolvidas para detectar DPs a fim de determinar a extensão e a localização dessas descargas no isolamento. Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica de artigos científicos publicados nos últimos anos a respeito do tema.

3.2. Estado da Arte

FUANGSOONGNERN, PLUEKSAWAN, & TIKAKOSOL [36] propõem uma técnica para medição e localização de descargas parciais no sistema de isolação dos transformadores de distribuição imersos em óleo e a seco. Para isso, os autores utilizaram o monitoramento on-line, para que a operação do transformador no sistema elétrico não fosse prejudicada. Relataram que fizeram uso de técnicas de Emissão Acústica (AE) e de Transformador de Corrente de Alta Tensão (HFCT). Na realização dos testes, foi utilizado um transformador trifásico, imerso em óleo de potência nominal 2000 kVA, e tensões nominais de 22kV / 400-230V, 50 Hz. Também fizeram uso de quatro sensores AE, um sensor HFCT e um hardware para leitura e detecção das descargas. Os autores destacaram que o uso desses equipamentos permitiu detectar, analisar

e relatar a gravidade dos problemas que ocorrem dentro do transformador já no estado inicial. Destacaram ainda que a metodologia é capaz de indicar se o problema é causado por descargas parciais, problemas mecânicos, arcos ou partes soltas dentro do transformador. A técnica de medição proposta se mostrou eficiente em detectar e localizar a presença de descargas parciais possibilitando melhor diagnóstico para tratamento do defeito na isolação e, conseqüentemente, reduzindo o custo com eventuais falhas.

Carvalho [37] relata uma nova técnica para a medição de sinais de descargas parciais em que um novo procedimento para identificação automática de Interferências Espectrais Discretas (DSI) é apresentado em conjunto com uma nova metodologia para avaliação da influência do DSI nas medições realizadas.

As DSI consistem principalmente em sinais senoidais originados de sistemas de comunicação sem fio, como transmissões de rádio e telefonia móvel. O objetivo do autor é determinar se, em cada medição de DPs, é necessário o processamento extra para a remoção de DSI. Dois estudos de caso foram apresentados: o primeiro na banda de HF e o segundo na faixa de VHF-UHF. Em ambos os casos, foi analisada a correlação entre as formas de onda dos pulsos de DPs com e sem a remoção de DSI. A partir dessa comparação, o autor verificou que a remoção de DSI não é, necessariamente, útil à medição, em função do tempo e do custo adicional devido ao processamento da filtragem. Além disso, o autor verificou que, nas medições na banda VHF-UHF, a filtragem de DSI é, na verdade, prejudicial à medição de DPs, visto que, em frequências acima de 1 MHz, os sinais de DSI podem ocupar a mesma região de espectro que os pulsos de DPs.

KARTHIK, KAVYA & KUNDU [37] apresentam um relato das medidas de descargas parciais através do estresse elétrico, buscando verificar os fatores que podem influenciar nas medidas dos parâmetros de análise. Para mensurar o estresse elétrico, foram consideradas duas configurações de eletrodos e para a análise foram consideradas qual a tensão que inicia a formação (PDIV) das DPs e a qual a tensão de que cessa a formação (BDV) das DPs, medidas com sensores UHF.

O estresse elétrico foi calculado e comparado para ambas as configurações de eletrodos considerando diferentes distâncias entre eles. Para isso, utilizou-se a Transformada Rápida de Fourier. Comparando os espectros das medições, os autores verificaram que a frequência de pico dos pulsos de DPs, embora não sofra influência da distância entre sensores, depende diretamente da sensibilidade destes.

A investigação de ROJAS, FORERO & CORTES [38] reforça que técnicas de processamento de sinais são necessárias para extrair de maneira confiável as informações das medições de DPs. Estes autores destacam que, embora, as técnicas de transformada de Fourier, transformada de Fourier de curto tempo, transformada Wavelet e transformada de Gabor constituam ferramentas tradicionais para fornecer informações sobre os níveis de amplitude nas bandas de tempo-frequência, não existem, atualmente, novas técnicas propostas para avaliar a

frequência instantânea dos sinais de DPs e sua variação em relação ao tempo. Nesse sentido, propõem uma aplicação da transformada polinomial local de Fourier (LPFT) e do cálculo do periodograma polinomial local (LPP) para a análise tempo-frequência de pulsos de DPs gerados em transformadores de distribuição. A fim de avaliar o desempenho dessas ferramentas, os sinais de DPs foram detectados em laboratório equipado com um tanque de transformador modificado especialmente projetado para pesquisa.

Na Figura 24, é mostrado o esquema utilizado para geração e medida das DPs. Nesse esquema os pulsos de DPs ocorrem em uma lacuna submersa em óleo e a medição destes é realizada através de um transformador de corrente Bergoz (CT E-0.5-B) com uma largura de banda de 48 Hz-200 MHz e uma sensibilidade de 0,25 V / A, conectado ao a um osciloscópio Tektronix DP07054C, com uma taxa de amostragem de 5 G/s, por meio de um cabo coaxial blindado. Os dados do osciloscópio foram transferidos diretamente ao PC. Ressalta-se que o valor médio da tensão aplicada para obter os pulsos de DPs foi de 18,7 kV rms e especifica-se que a fonte de DP é colocada a 25 cm acima do fundo do tanque e que o nível de óleo tem 45 cm de profundidade.

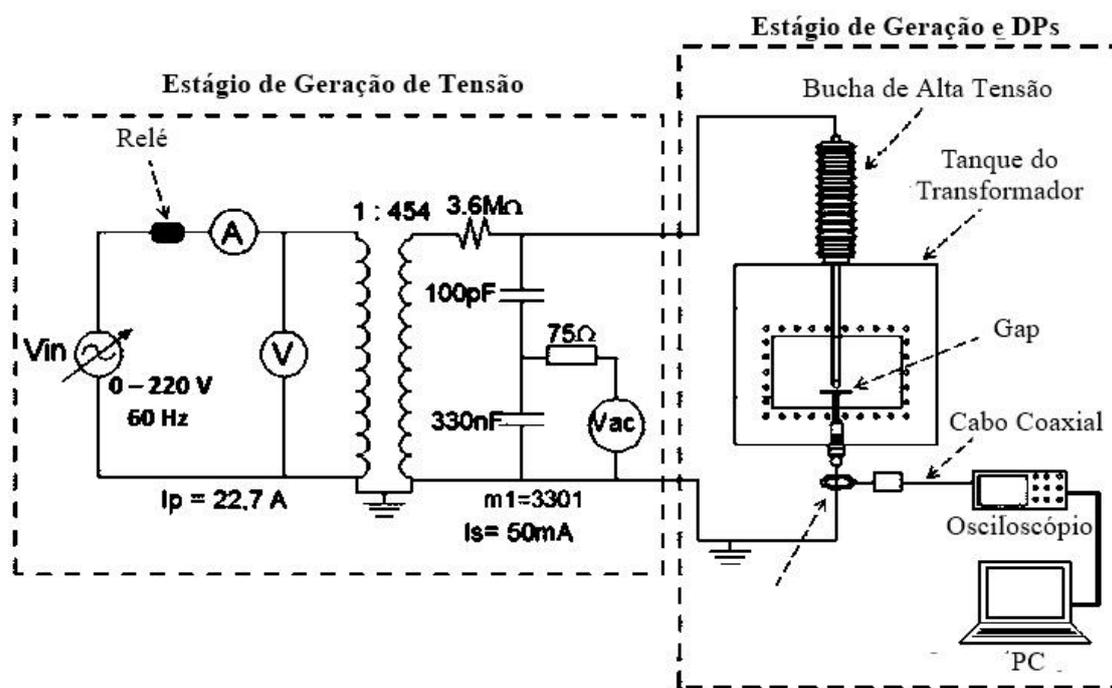


Figura 24 - Circuito utilizado para geração e detecção de DPs [38]

Constatou-se que, após a coleta dos dados dos pulsos de DPs, o processamento de sinais a partir do LPFT e LPP revelou componentes de baixa e média frequência, relacionados a picos secundários e flutuações nos pulsos, que não são detectados quando técnicas tradicionais são utilizadas.

Contudo, observa-se que, que LPFT de segunda ordem apresenta bons resultados, pois permite a análise da amplitude, duração, picos secundários, componentes de frequência

instantânea e concentração de energia dos pulsos de DPs. Observa-se ainda que o LPP é bastante útil em mostrar a potência máxima dos diferentes estágios dos sinais de DPs.

O trabalho de ALI [40] ressalta que em um ambiente de campo típico existem várias fontes que originam as DPs nos enrolamentos de um transformador de potência. Desse modo, para garantir a identificação da localização das fontes de DP e permitir, conseqüentemente, um diagnóstico mais adequado, afirmou que as técnicas de classificação desempenham um papel importante. Nesse contexto, foi proposta uma técnica automatizada para classificar e localizar múltiplas fontes de DP dentro de um enrolamento de transformador de alta tensão.

A técnica de processamento proposta baseia-se na suposição de que os pulsos de DPs gerados a partir de diferentes defeitos exibem características únicas de forma de onda. descargas superficiais e vazias, que são os tipos comuns de eventos de defeitos que podem ocorrer nos enrolamentos do transformador de alta tensão, foram geradas experimentalmente mediante à aplicação de uma tensão CA de 20 kV.

Para a decomposição dos sinais de DPs detectados foi realizada uma análise de Wavelet, que permitiu o estudo desses sinais em diferentes escalas de frequência e de tempo. Em seguida duas abordagens com dois diferentes métodos foram aplicadas para localizar com precisão as várias fontes de DPs possíveis. Na primeira abordagem foram utilizados os métodos análise de componente de princípios - PCA e clusterização espacial baseada em densidade de aplicações com ruído (DBSCAN), enquanto, na segunda, utilizou-se a PCA e a ordenação de pontos de pedido para identificar a estrutura de cluster (OPTICS®). Mediante o uso dessas duas abordagens, a metodologia proposta se mostrou eficiente em identificar a localização de várias fontes de DPs no transformador.

Castro [41] enfatizou 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 de transformadores perca suas propriedades físicas e químicas, propiciando a deterioração do isolamento e o conseqüente surgimento de descargas parciais (DPs). Assim, eles contextualizam a existência de diversas técnicas de identificação de DPs dentre as quais destacam-se o método da emissão acústica, que detecta ondas de ultrassom incidentes na parede da caixa de aço do transformador e que são geradas pelas descargas parciais ocorridas no óleo isolante e se caracteriza por ser um método de manutenção preventivo e não invasivo.

Nesse contexto, é analisada a viabilidade do uso de sensores piezoelétricos de baixo custo para que a detecção de DPs em transformadores isolados a óleo mineral por esse método seja mais eficiente na relação custo/benefício. A Figura 25 ilustra o sensor utilizado nesta pesquisa. Inicialmente, o sensor foi acoplado em uma chapa de aço de 2 mm de espessura através de uma parafina oleaginosa.

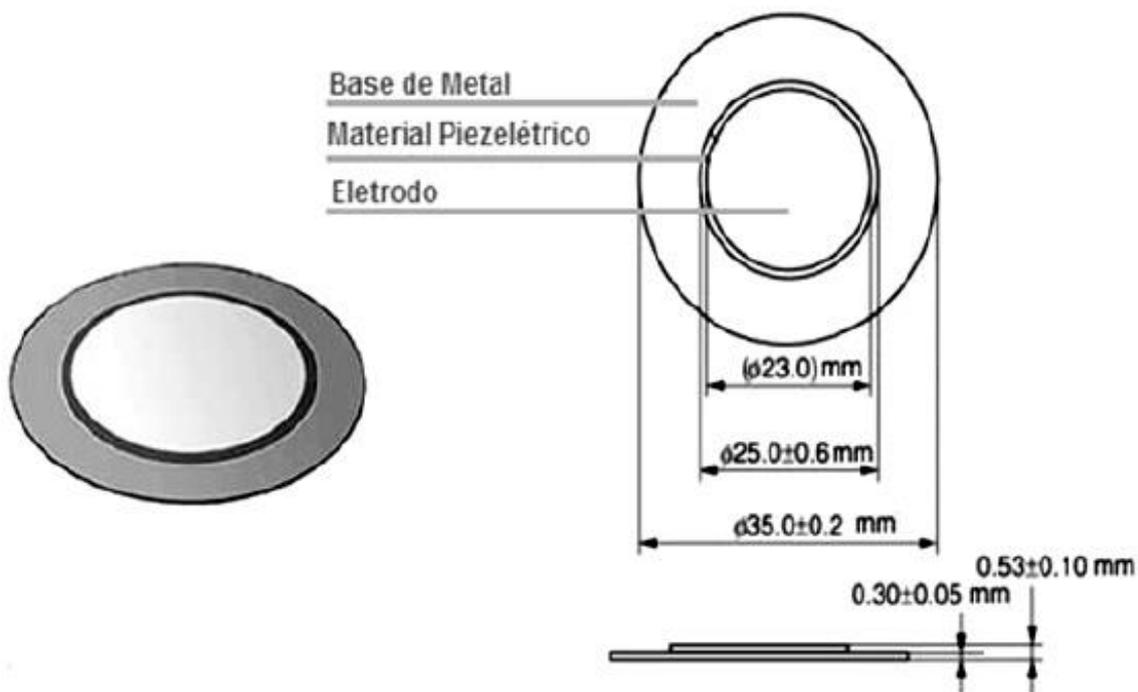


Figura 25 - Sensor de baixo custo utilizado [40]

Para a identificação de DPs, foi montado o esquema mostrado na Figura 26 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 10 vezes e apresentou convergência dos resultados.

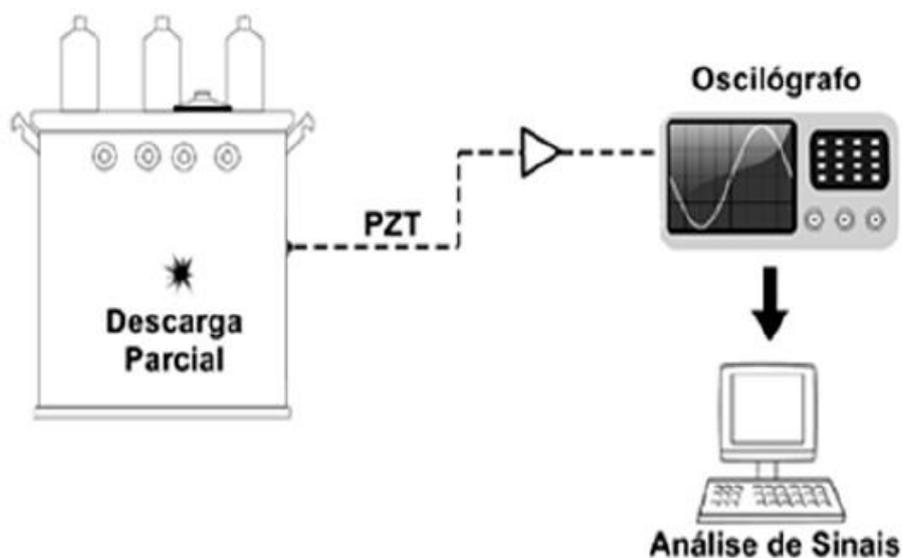


Figura 26 - Esquema para identificação de DPs [40]

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 os algoritmos de Transformada Rápida de Fourier e de Densidade

Espectral de Potência do sinal. Dessa forma, através da caracterização do comportamento espectral dos sensores e dos critérios rms e da energia em sinais de emissão acústica, os autores concluíram que o sensor de baixo custo projetado é extremamente vantajoso em relação a sensores tradicionais do mercado e destacaram a possibilidade de expandir a aplicação do sensor desenvolvido na identificação de DPs em transformadores encapsulado em resina epóxi.

Em seu trabalho, JIAGUI [41] apresentou o desenvolvimento de um sistema de detecção de fibra óptica fluorescente para detecção de PD com a justificativa de aproveitar, de forma eficiente, os efeitos ópticos gerados pelos pulsos de DPs 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 PMMA 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 de parâmetros desse sistema estão expostos na referência supracitada. Os resultados obtidos pelo método óptico de detecção de DPs, proposto pelos autores, foi comparado com resultados obtidos pelo método que utiliza sensores UHF. Dessa forma, verificou-se grande similaridade dos resultados de ambos os métodos. Não obstante, os autores verificaram uma boa relação correspondente ao número e à fase dos pulsos de DPs: o número reflete a amplitude dos pulsos de DPs, enquanto a fase reflete a energia dos pulsos de DPs.

RAHMAN, LEWIN e RAPISARDA [42] destacaram a importância das pesquisas por novas técnicas para detecção, medição e localização de descargas parciais. Assim, desenvolveram um método alternativo que utiliza filtros tridimensionais que utilizam uma combinação linear da função Wavelet e uma ponderação PCA para permitir a localização de DPs. Esse desenvolvimento foi diretamente comparado com a técnica que utiliza, em conjunto, a análise de Wavelet, para calcular a energia em diferentes faixas de frequência, e a análise de componentes principais (PCA), que faz uma redução dimensional para extrair valores que melhor representam o espectro. O experimento foi realizado em um transformador de potência com enrolamento imerso em óleo em que foram aplicadas diversas fontes de DPs, tais como: gaps no isolamento, corona, descargas superficiais e flutuantes. Com esse experimento, os autores concluíram que o desenvolvimento de uma ferramenta de localização 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.

ROSTAMINIA, SANIEI e VAKILIAN [43] investigaram os efeitos do núcleo do transformador na propagação da onda eletromagnética (EM) relacionada aos surgimentos de descargas parciais dentro do transformador foram investigados. Para isso utilizaram-se diferentes modelos de núcleo com o objetivo de representar e simular o desempenho real do transformador. Nos ensaios, a propagação de ondas de campo EM foi investigada pela aplicação do método Finit Integration Time (FIT), que é um esquema discreto utilizado para resolução das equações de Maxwell na forma integral, usando o programa específico. Os campos elétricos

calculados foram analisados pela Transformada Wavelet, sendo que o critério baseado em energia é usado para selecionar a melhor Wavelet principal.

Nos experimentos práticos foram considerados modelos de núcleo de ferro, aço e madeira, sendo que o primeiro simula a condição prática e os dois últimos são comparados com este. Dos resultados obtidos, os autores verificaram que núcleo de ferro não pode ser substituído pelo núcleo cilíndrico de madeira, devido aos grandes erros encontrados entre os parâmetros considerados. No entanto, não se observa o mesmo problema entre o núcleo de ferro e o núcleo cilíndrico de aço, sendo esse, portanto, um bom modelo para investigação de DPs no núcleo de transformador.

KAŠKA [44] apresenta a experiência no monitoramento de descargas parciais dentro de transformadores de potência, isolados a óleo, em alta tensão e em operação, obtidos em dois anos, no qual é utilizado um sistema de medição de Ultra-Alta Frequência 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 fonte de energia sem interrupções (UPS). O sensor principal consiste em uma antena, um amplificador e um atenuador controlado. O ganho do sensor foi totalmente controlado por um programa de forma automática ou manual pelo técnico. Dois cabos coaxiais de blindagem dupla foram usados para conexão entre cada sensor e a unidade de monitoramento. No esquema utilizado, o osciloscópio, os componentes auxiliares e a fonte de energia UPS, localizados na caixa de aço inoxidável resistente a uma perturbação eletromagnética, criam a unidade de monitoramento. A detecção e localização das descargas parciais foi feita em programa especial, que permitiu observar a forma do sinal e realizar a localização espacial da fonte do sinal. O método de localização da descarga parcial foi baseado nas diferenças de tempo de chegada do sinal que é determinado a partir da curva de acumulação de energia. Contudo, utilizando a metodologia e procedimentos descritos, foi destacado que o método desenvolvido de teste permitiu distinguir entre uma perturbação distante e uma DP dentro do tanque do transformador, de duas maneiras diferentes, a saber: (i) através de um sensor externo para eliminar perturbações, (ii) através de diferentes formas de sinal emitidas por DPs ou outras perturbações.

TIAN [45] utilizou as ondas EM recebidas por um conjunto de antenas para localizar a origem de descargas parciais utilizando um método da Diferença de Tempo de Chegada (TDOA) melhorado que se caracteriza por ser mais preciso e menos susceptível a ruídos. Nesse método, os dados obtidos têm seus pontos discrepantes eliminados e substituídos por um valor médio dos dados restantes. A técnica proposta foi aplicada para estimar os TDOAs das ondas EM emitidas pelas DPs que ocorrem no calço do transformador. Dos experimentos, o autor afirma que a aplicação da metodologia proposta produz melhores resultados que os métodos tradicionais. Isso porque essa técnica melhorada é capaz de reduzir os efeitos de ruídos e ondas

multipercursos nos resultados da estimativa, possibilitando alta precisão para localizar a posição das DPs.

ALI, RAPISARDA e LEWIN [46] relatam uma técnica que se baseia na suposição de que diferentes fontes de descargas parciais geram diferentes características de forma de onda. Para isso, nos experimentos realizados, os sinais de corrente de descarga do enrolamento do transformador foram decompostos usando a técnica de decomposição conhecida como Morfologia Matemática (MM). Através da MM, os autores determinaram a distribuição de energia para cada sinal. Com isso, aplicou-se o algoritmo OPTICS para revelar diferentes grupos de sinais com distribuições de energia semelhantes. A técnica de aglomeração baseada em densidade tem sido usada em muitos trabalhos para revelar aglomerados de pulsos que possuem características semelhantes em termos de distribuição de energia devida à sua capacidade de descobrir aglomerados de forma arbitrária com diferentes densidades em um espaço n-dimensional. Com essa abordagem os autores mostraram que é possível separar automaticamente os dados de DPs de ondas múltiplas e ruídos ambientais.

TORRES-ARIAS [47] detalhou o método elétrico convencional para medir descargas parciais com base na norma IEC 60156, 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 no 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 5 kVA e tensões nominais 220V / 100 kV e dois casos foram considerados, quais sejam: (i) o óleo dielétrico estava em boas condições, isto é, sem contaminantes, e; (ii) esse mesmo isolante estava em mau estado devido a presença de contaminantes, tais como a umidade. Após o processo de filtragem utilizando-se a Transformada Rápida de Fourier (FFT), determinou-se o tipo de descarga parcial com base na qualidade do óleo dielétrico e seu nível de contaminação. A partir da análise dos 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; (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. Os autores concluíram que ele pode ser usado para realizar testes de controle de qualidade em óleos dielétricos, devido à precisão e às sensibilidades altas sob condições ambientais controladas. Ressaltaram, porém, que tal sensibilidade diminui com o aumento da capacitância do objeto de teste.

ÁLVAREZ [48] destacou a dificuldade de realizar um diagnóstico correto quando as medições de DPs on-line são realizadas em ambientes ruidosos ou quando mais de uma fonte

de sinais está presente no ambiente de teste. Desse modo, a fim de fornecer, de forma confiável, o real estado do isolamento, eles consideraram, em suas experiências práticas, a discriminação de ruído, localização de DPs e a identificação de fontes. Para isso, uma técnica de filtragem, baseada na Transformada Wavelet, foi implementada na unidade de medição para discriminar os sinais quanto a forma de pulsos gerados pelas DPs e quanto ao tipo fonte dos ruídos de fundo.

O programa de processamento utilizado fez uso de duas ferramentas de classificação de pulsos para localizar e distinguir diferentes fontes de pulsos presentes no objeto teste. A primeira baseia-se na análise do tempo de atraso entre os tempos de chegada dos pulsos aos sensores colocados a uma distância conhecida do objeto teste e, a segunda, baseia-se na análise da forma de onda dos pulsos registrados. As medições de DPs tiveram como objetivo aumentar a confiabilidade do sistema elétrico usando um dispositivo de medição moderno que opera em frequências de banda larga.

Os testes foram realizados em diversas circunstâncias e os resultados obtidos evidenciaram, na prática, a possibilidade da padronização do reconhecimento das fontes de DPs. Com isso, os autores destacaram que a experiência foi útil em evitar falhas descontroladas no sistema.

TENBOHLEN, BELTLE e SIEGEL [49] apresentam dois tipos diferentes de sensores UHF para a medição de DP e detalha o processo de instalação em transformadores de potência, incluindo um sistema de monitoramento UHF para detecção das descargas. Segundo os autores, o método UHF é vantajoso para monitoramento on-line de transformadores por não exigir características especiais do transformador, além de serem menos afetados por fontes de DPs externas associadas a diferentes causas como, por exemplo, o efeito corona nos barramentos. Para a observação permanente dos dados PD, instalou-se um sistema de monitoramento UHF on-line com um sensor UHF de válvula de drenagem e registrou dados de tensões, correntes de carga, temperaturas de óleo / ambiente, vibrações mecânicas e gases dissolvidos.

Com isso o sistema pôde inferir a tendência do estado do isolamento. O estudo de caso apresentado ilustrou o monitoramento de DPs combinado com monitoramento de gás pelo método de DGA. Os resultados mostraram que fontes de DPs são altamente voláteis e essa combinação de métodos é bastante útil visto a complementaridade dos dois métodos de monitoramento. Os autores afirmam ao final que o monitoramento combinado é um bom modelo para gerenciamento de ativos.

ZHANG [50], um algoritmo de separação de DPs baseado na função de energia cumulativa (CE) é introduzido para que sejam analisadas as funções CE nos domínios do tempo e da frequência, sendo esta última através do uso da Transformada de Fourier. Em conjunto, utilizou-se um algoritmo de clustering para agrupar os pulsos de DPs de padrão semelhante. No experimento, utilizou-se um transformador de potência onde quatro defeitos típicos causados por várias fontes de DPs foram simulados. Nesse contexto, utilizou-se o método da corrente para reunir as formas de onda das DPs e registrar a descarga parcial resolvida de fase, que pode ser

usada para analisar as características de descarga de diferentes defeitos. Com os resultados expostos, os autores comprovaram a viabilidade do algoritmo de separação de DPs de acordo com os diferentes defeitos que pode impulsioná-las.

ALI, RAPISARDA e LEWIN [51] apresentam a viabilidade de localizar, simultaneamente, dois tipos de fontes de descargas parciais no isolamento de transformador de potência que produzem DPs superficiais e DPs vazias simultaneamente em um enrolamento de transformador de alta tensão. No experimento prático utilizou-se uma seção de enrolamento AT de transformador, uma bucha de 60 kV, dois transformadores de corrente de radiofrequência de banda larga (RFCTs), dois tipos de fontes de DPs artificiais e um osciloscópio com taxa de amostragem de 500 M/s, (mega-sample por segundo) como ilustra a Figura 27.

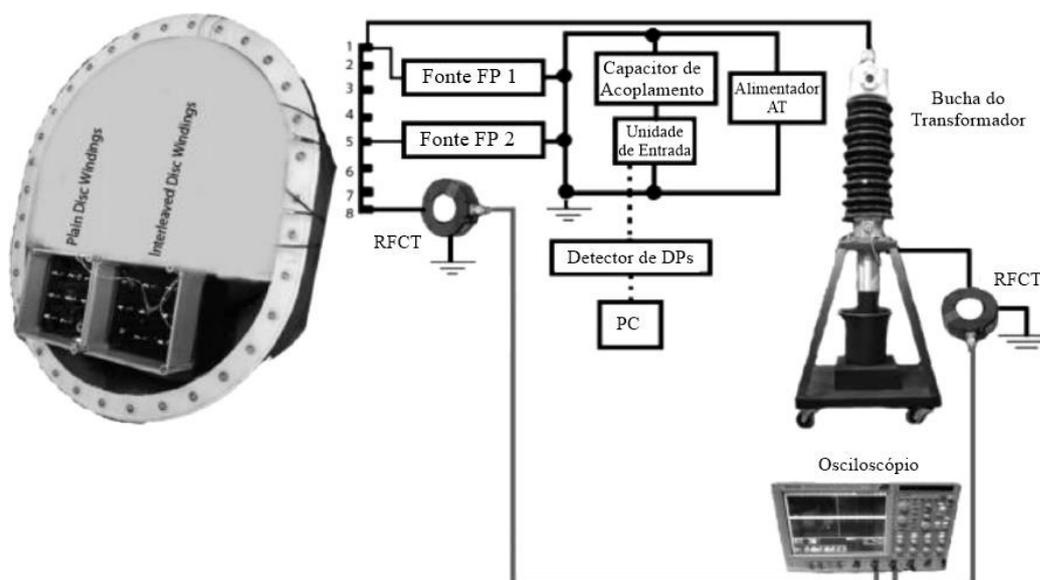


Figura 27 - Circuito utilizado no experimento [51]

Após a extração do pulso de DP, o método de Morfologia Matemática (MM) 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 DBSCAN para agrupar automaticamente os clusters no espaço tempo / frequência. A partir disso, realizou-se uma correlação cruzada para identificar quais clusters pertencem à primeira fonte e quais deles pertencem à segunda. Os resultados obtidos demonstraram que os objetivos foram possíveis de serem alcançados e os autores destacaram que a metodologia foi também eficiente quando se analisa o tempo e a complexidade.

KARMAKAR e KALATHIRIPI [23] utilizaram a técnica de emissão acústica como uma ferramenta de monitoramento on-line 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,

que 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 possibilitou a localização da ocorrência de DPs dentro da célula de teste.

Fuhr [52] destacou 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 [14] não são completamente viáveis para medições dentro das partes ativas do sistema devido à grande susceptibilidade às interferências externas, o que pode fazer com que as medições não reflitam as condições real 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 descargas.

Nesse sentido, é afirmado que uma avaliação de equipamentos de alta tensão baseada em amplitudes medidas da carga aparente não reflete de forma correta o risco real de possíveis defeitos, em função da vulnerabilidade dos sensores quanto ao posicionamento, e é destacado, além disso, a importância de conceitos mais avançadas de análise como o PRPDA que, segundo a referência, apresenta os seguintes benefícios: (i) discriminação eficiente entre pulsos de DPs e ruídos externos; (ii) discriminação entre diferentes fontes de DPs; (iii) avaliação estatística dos sinais. O PRPDA é utilizado em sistemas de medição mais avançados como o mostrado na Figura 28.

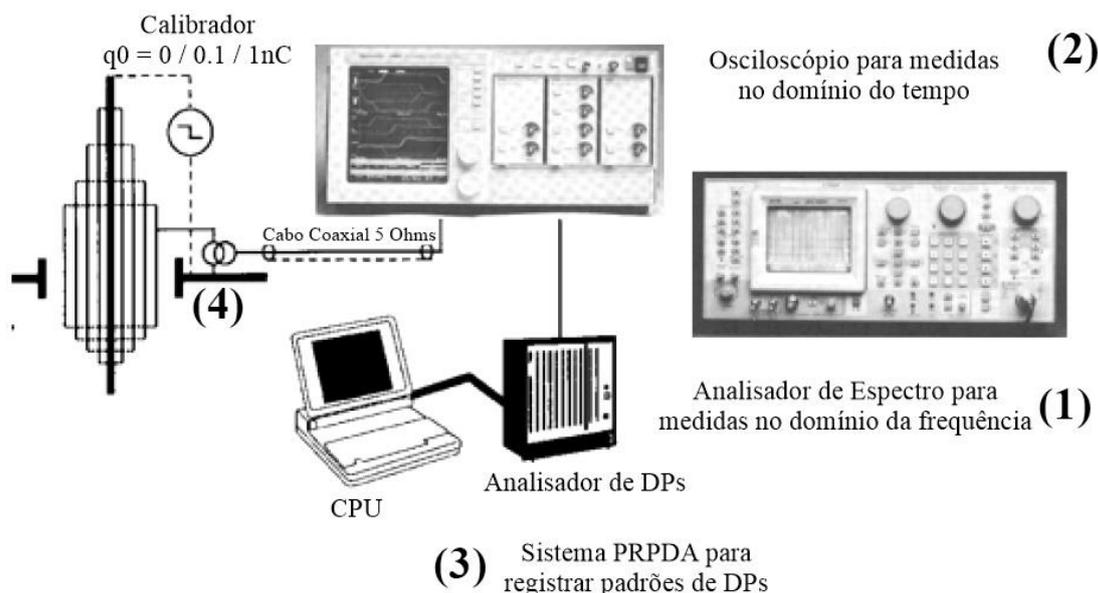


Figura 28 - Sistema avançado de detecção de DPs. (1) Analisador de espectro; (2) Osciloscópio digital; (3) Sistema PRPDA (Analisador de DPs); (4) Transformador de corrente de banda larga [52]

Na referência foram descritas técnicas e procedimentos avançados de medição de DPs e localização de suas fontes com base na análise de dados nos domínios do tempo e da frequência, bem como suas vantagens e desvantagens.

MEIRA [53] destaca que os transformadores constituem um dos componentes mais importantes de um sistema elétrico e 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 uma tabela com os principais métodos de monitoramento e diagnóstico de transformadores e suas características referentes a implementação (on-line ou off-line), grau de confiabilidade e principais vantagens. Dentre os métodos comparados estão a Análise de Gases Dissolvidos (DGA), detecção de descargas parciais e análise de resposta em frequência.

Apesar da comparação dos benefícios de diferentes métodos de diagnóstico, o objetivo de MEIRA [53] 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, a possibilidade de aplicação em transformadores de isolamento a seco, a rapidez em identificar uma falha, o custo de implementação e o grau de confiabilidade, entre outras características. Entre as técnicas de diagnóstico utilizadas estão as baseadas na análise do conteúdo harmônico atual, da variação da indutância de dispersão e do monitoramento de buchas.

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

FIRUZI [54] e os autores ressaltaram que um dos principais mecanismos de falha em transformadores é a descarga parcial (DP), visto o seu potencial de deterioração do isolamento de papel e óleo usado nesses equipamentos. Nesse cenário, os apresentaram-se um novo método de detecção de DPs através de uma abordagem para o monitoramento on-line de transformadores usando medição simultânea de DP com as técnicas estabelecidas na IEC 60270 [14] e por meio de Rádio Frequência (RF). Os autores destacaram que as medições simultâneas de DP usando a norma IEC60270 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 melhorar a assertividade do algoritmo desenvolvido, os autores foram realizados uma clusterização dos sinais de DPs e suas respectivas fontes.

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 de caso, três fontes de DPs são colocadas dentro de um tanque de transformador. Nesse estudo de caso, os resultados revelaram a potencial da metodologia em reconhecer as múltiplas fontes de descargas dentro do mesmo tanque.

3.3. Discernimento Sobre o Estado da Arte

Dentre os trabalhos elencados, alguns obtiveram grande sucesso na objetividade do método proposto. Destacam-se nos trabalhos de ROSTAMINIA, SANIEI e VAKILIAN [43] e ÁLVAREZ [48] sobre o impacto de ambientes altamente ruidosos como subestações de energia e a aplicabilidade da transformada Wavelet para mitigar tais ruídos, possibilitando uma análise com mais acurácia mesmo neste ambiente. Além disso, tanto o trabalho de ALI [40] quanto de RAHMAN, LEWIN e RAPI SARDA [42] apontam sobre a importância da técnica de clusterização para identificação dos tipos de descargas parciais, a sua provável origem e a formação de manchas de dispersão. Evidenciam-se que a análise das manchas de dispersão é um tema de alta relevância para identificar ruídos de fundo e tipos de falha como destacado no capítulo 4.

Além disto, os trabalhos de KAŠKA [44] e Fuhr [52] provaram a viabilidade de usar um osciloscópio como meio de aquisição de banda larga, uso de sensores de baixa atenuação e por tempo prolongado, mesmo para uma aplicação fora do ambiente laboratorial.

4. Sistema de Captura e
Algoritmo para Análise de
Descargas Parciais

4.1. Introdução

Através da análise exposta nos capítulos 2 e 3, comprovando a potencialidade de utilizar o acoplamento capacitivo para medição e descargas parciais e salientado pelas normas IEC 60270 [14] e IEEE Std C57.113 [21], optou-se por usar um sistema de monitoramento com dois itens essenciais para garantir uma medição segura e precisa dos sinais de descargas parciais. O primeiro trata-se de um dispositivo acoplador, responsável pelo casamento de impedância entre a bucha capacitiva e o sistema de medição, e pela proteção contra possíveis surtos provenientes do tap. O outro elemento, por sua vez, consiste em um programa robusto e preciso.

Nesse contexto, este capítulo descreve, de forma sucinta, o desenvolvimento do acoplamento capacitivo, painel de apoio a aquisição de dados e a estrutura do programa de processamentos, todos objetivos específicos para a construção do sistema de diagnóstico de descargas parciais.

Na Figura 29, é ilustrado, de forma mais clara, o esquema utilizado nesta tese para a detecção de DPs pelo método elétrico. Nesse modelo, o dispositivo de acoplamento, D_C , tem sua impedância de medição interna composta unicamente pelo capacitor de acoplamento, C_k , e por um circuito de proteção contra sobretensão. O capítulo 4 abordará com maior profundidade as técnicas de medição e processamento de sinais.

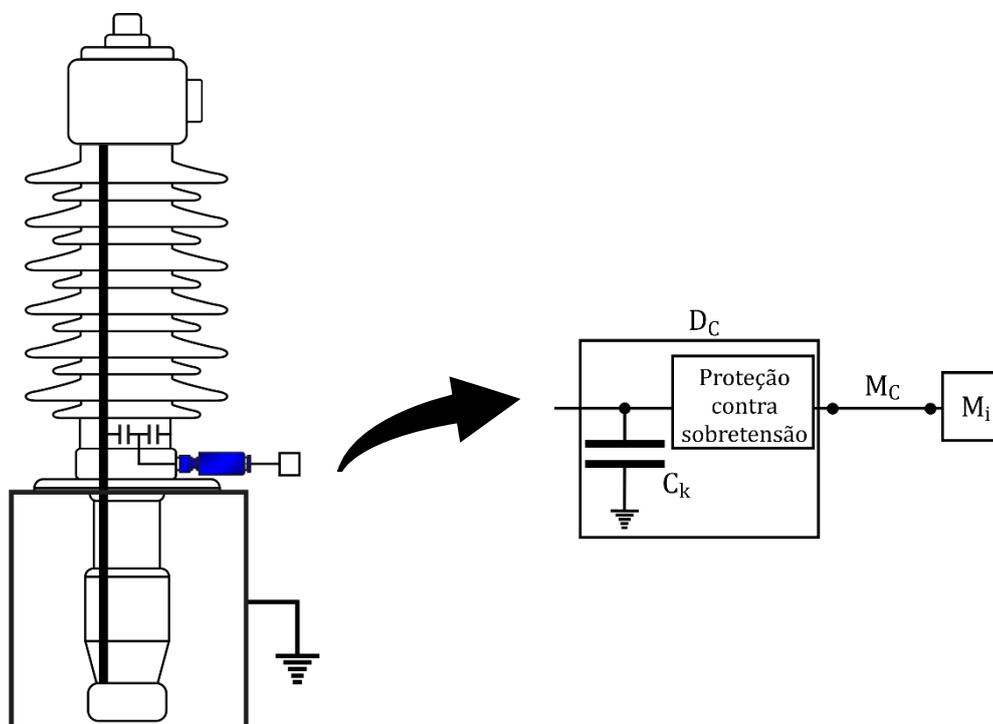


Figura 29 - Esquemático para detecção de DPs utilizado nesta tese, fonte: próprio autor

4.2. Aquisição de Sinais em Banda Larga

As medições de alta frequência são susceptíveis a ruídos externos e geralmente perfazem sinais de baixa amplitude, por isto, a escolha adequada do tipo de cabeamento considerando a sua capacitância, conectores, terminais e casamento de impedância podem garantir uma leitura precisa e confiável. Também se objetivou uma leitura de banda larga para as sondas capacitivas a fim de observar como a: (i) pequena variação na amplitude de tensão à frequência industrial, inferior a 5 por cento, indica uma variação da capacitância da bucha e consequente evolução de falha; (ii) alteração no fator de potência pela soma das amplitudes lidas vetorialmente e ocorrência de DPs em espectro de frequência ampliado.

É conhecido que sinais de alta frequência, ao trafegarem por cabos coaxiais e se depararem com altas impedâncias de leitura, tipicamente na faixa de $1\text{ M}\Omega$ dos osciloscópios, sofrem reflexão, deteriorando as suas características originais. Por isto, é recomendado a utilização de impedâncias terminais de mesmo valor que os cabos para evitar esta reflexão. Entretanto, tal medida reduziria a impedância total vista à frequência industrial de $803\ \Omega$ para apenas $47\ \Omega$. Com isto o valor máximo aferido pelo osciloscópio, em condições nominais de operação, seria inferior a $0,4\ V_{\text{RMS}}$, logo a precisão requerida para leitura de variação da capacitância primária da bucha seria perdida e o seu monitoramento seria impossível.

A fim de determinar a degradação do sinal realizou-se uma simulação no programa ATPDRAW®, vista na Figura 30. Essa simulação fez-se necessária para verificação do melhor casamento de impedância na acuidade da medição. Os parâmetros de simulação foram: domínio do tempo, passo de integração de 4 ns e tempo total de 16 ms . A simulação retratou a bobina de alta tensão de um transformador através de elementos semi concentrados, além dos seguintes componentes: o fechamento de um arco voltaico por chave programada por tensão, a bucha capacitiva, dispositivos de medição como a sonda capacitiva e o transformador de corrente de alta frequência.

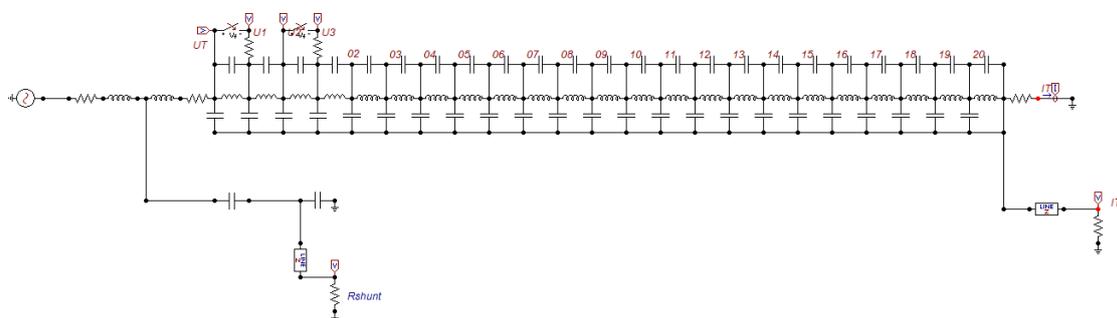


Figura 30 - Diagrama de simulação, fonte: próprio autor

Ao variar a impedância terminal, Rshunt, será de $50\ \Omega$, caso haja casamento de impedância terminal do cabo e $1\text{ M}\Omega$, se for considerada apenas a impedância de entrada do osciloscópio. Esta alteração causará uma alteração considerável no sinal de DP lido pelo

instrumento, em termos de frequência, conforme visto na Figura 31. Ademais, como esperado, a amplitude do sinal à frequência industrial cai abruptamente. Este fato foi considerado durante a elaboração do algoritmo de medição, pois buscou-se o cálculo pela envoltória do sinal lido, uma vez que a impedância terminal era elevada.

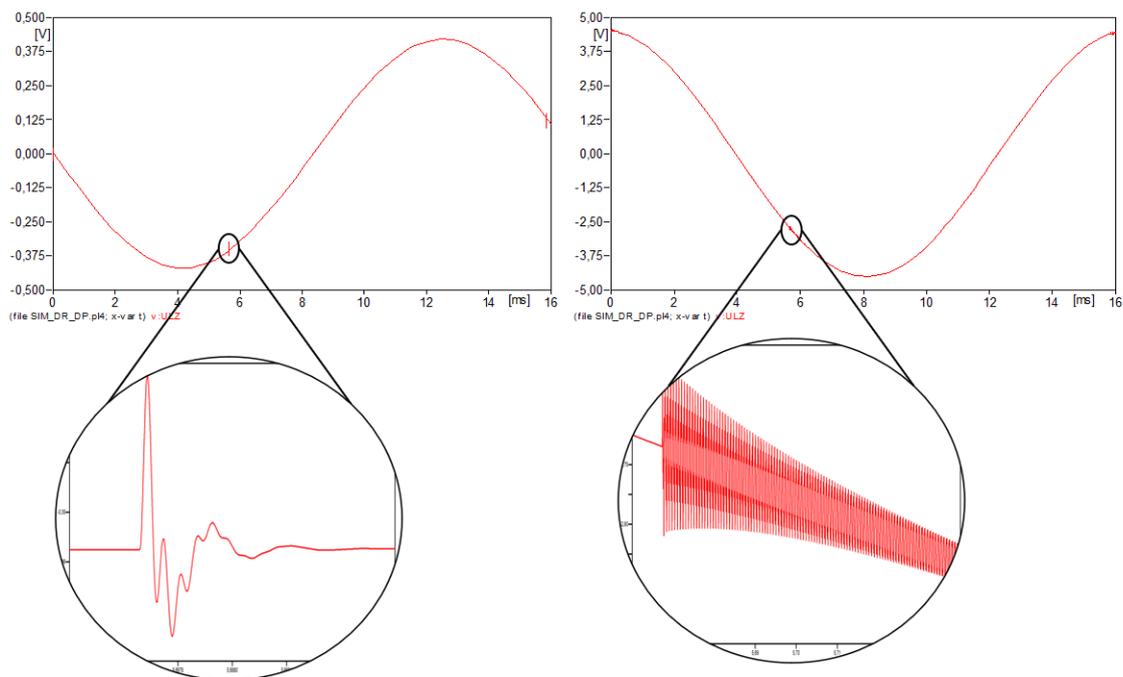


Figura 31 – Quadro comparativo dos sinais capturados por um sistema de monitoramento de descargas parciais variando a impedância terminal, Rshunt de 50 Ω a esquerda e Rshunt de 1 M Ω a direita, fonte: próprio autor

4.3. Acoplador para Tap Capacitivo

Para fins de detecção de descargas parciais, desenvolveu-se um dispositivo dedicado para o monitoramento em tempo real desse fenômeno em buchas da marca ABB, modelo GOB 650-1250 [55]. A bucha do transformador monitorado possui um divisor capacitivo interno acessível pelo seu tap [10]. Tal tap foi inicialmente concebido para realização de ensaios *off-line*, como medição de tangente delta e capacitância, mas tem uma configuração que permite que ele seja utilizado para monitoramento. Para isso é necessário uma série de cuidados, descritos neste capítulo. Escolheu-se o tap da bucha capacitiva por ser um ponto comum entre transformadores acima de 69 kV e de baixo custo de implementação [3].

Uma vista dessa bucha pode ser observada na Figura 32 seguir:

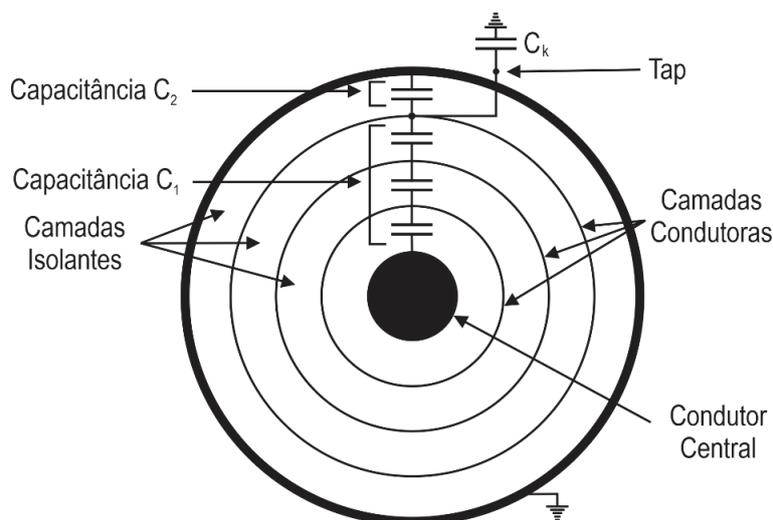


Figura 32 - Vista corte de uma bucha capacitiva com tap acessível, fonte: próprio autor

Em paralelo ao terminal do tap é acoplado um capacitor de poliéster de $3,3 \mu\text{F}$ e 250 V permitindo leituras em uma faixa de até $7 V_{RMS}$ em condições nominais de operação. Também se contou com um sistema de proteção assegurando de modo que, em caso de queima, não ocorra uma sobretensão entre a última camada semicondutora da bucha e o referencial de terra. Situação que pode conduzir a queima deste trecho do dielétrico isolante, esta última camada vista em C_2 , se desconectada pode gerar uma falha catastrófica com abertura de arco. O acoplador conta com um sistema de vedação afim de garantir uma perfeita conexão com o tap, um prolongador e uma placa de casamento de impedância e proteção, possibilitando a instalação de forma rápida e segura (Figura 33). O prolongador foi necessário dada a geometria da placa e da derivação da bucha, evitando interferências indesejadas em campo.

As características básicas da sonda da Figura 33, são:

- Tensão máxima de leitura do osciloscópio: 40 V pico a pico, tensão escolhida de 20 V pico a pico levando a uma tensão RMS de 7 VRMS ;
- Tensão máxima de manobra, sob frequência industrial: $12,1 \text{ VRMS}$;
- Tensão máxima de ensaio durante 1 minuto: $24,33 \text{ VRMS}$;
- Tensão máxima de impulso $1,2 \times 50 \mu\text{s}$: 57 V pico;
- Um surto de 450 kV de pico, e $1,2/50 \mu\text{s}$ na bucha pode induzir uma corrente na ordem de 300 A no circuito (valores obtidos por simulação).
- Relação de tensão $\frac{138}{\sqrt{3}} \text{ kV} : 7 \text{ V} \cong 11.300$;

C_{ex} , capacitância externa a bucha e adicionada ao sistema de monitoramento, deverá ser 11.300 vezes a C_1 , capacitância primária da bucha, indicando pela relação de transformação

o valor de 2,6 μF . Sendo assim escolheu-se um capacitor de polipropileno de 3,3 μF que é o mais próximo existente no mercado e superior aquele calculado.

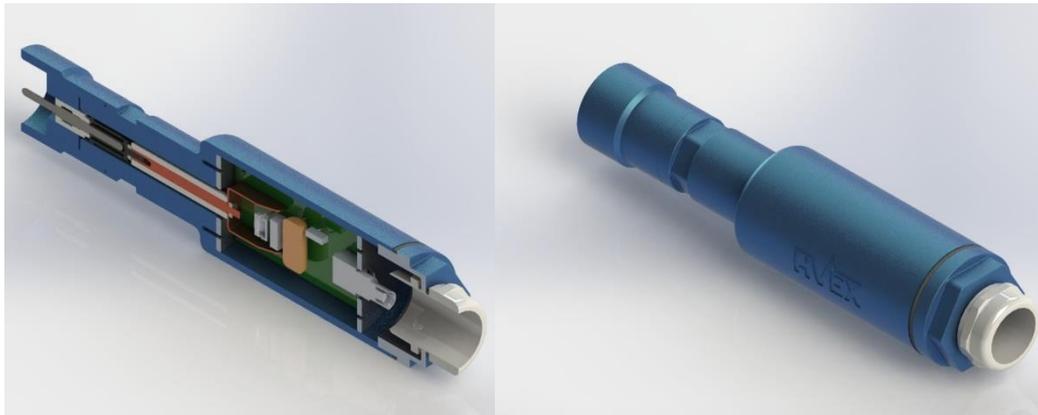


Figura 33 - Vista corte a esquerda e visto isométrica a direita da sonda capacitiva, fonte: próprio autor

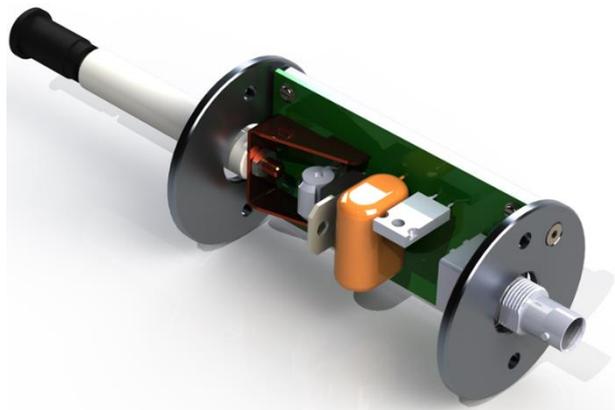


Figura 34 - Vista isométrica da placa para acoplamento capacitivo sem blindagem, fonte: próprio autor

Para um bom desempenho do sistema em campo é exigido que o dispositivo tenha:

- Mínima manutenção, qualquer operação na bucha só pode ser realizada com o transformador desenergizado. Portanto é imprescindível que a sonda de monitoramento seja robusta e com a menor frequência de manutenção possível. Além disso, o transformador tem vida útil estimada de 35 anos, logo deve-se projetar a sonda para uma extensa operação;
- Proteção contra falhas: caso ocorra a queima do capacitor ou qualquer outro componente da placa, o circuito deve entrar em curto para evitar sobretensões fatais na bucha;
- Baixo *overshoot*: para maior precisão de leitura é desejável o mínimo *overshoot* ou *undershoot* nas detecções de DPs;
- Proteção de saída: é desejável que os surtos provenientes dos circuitos de alta tensão não atinjam os canais de leitura que em sua maioria são sensíveis a

tensões superiores a 300 Volts de pico, e se os atingirem, que seja de forma diminuta evitando a sua falha. Isto implica em acrescentar uma proteção redundante na saída contra os eventos observados no capacitor.

Para atendimento aos requisitos de operação, o acoplador da bucha conta com um sistema de proteção interno, classificado em primário e secundário. A proteção primária foi especificada com base na tensão máxima de manobra, ou seja, $12,1 V_{RMS}$. Foi determinada uma proteção de backup para o cenário de pior caso, danos no divisor capacitivo da bucha. Foram escolhidos 2 tiristores para proteção primária sendo que a diferença de marca visa garantir menores chances de falha:

- O TISP4030H1BJR-S da Bourns, $15 V_P$ nominal, $30 V_P$ de tensão de ativação, máximo de $57 V_P$ para impulsos de $1,2/50 \mu s$, e $500 A$ de corrente de pico, tendo tensões de ativação superior àquela calculada para condições de manobra e corrente máxima em caso de descargas atmosféricas;
- O P0300S3NLRP da Littelfuse, $30 V_P$ nominal, $45 V_P$ de tensão de ativação e $2500 A$ de corrente de pico.

Para assegurar a proteção da bucha, foram escolhidos mais 2 componentes de maior tensão dentro da placa de acoplamento e interno a sonda visto na Figura 33:

- O P1500MEL, um tiristor de $180 V/5 kA$;
- O 2026-25-C2FLF, um centelhador de $250 V/40 kA$.

Com a sonda fabricada e ensaiada atingiu-se o primeiro objetivo específico, citado no capítulo 1, garantindo os critérios de confiabilidade e segurança operativa para transdução do sinal. A sonda desenvolvida se diferencia das demais existentes por garantir: estanqueidade, blindagem dos sinais, proteção do capacitor de acoplamento e proteção de retaguarda em único elemento, outros dispositivos de mercado precisam de três ou até quatro elementos separados para realizar a mesma função. Apesar disto, foi inserido uma proteção de terceiro nível através de um resistor de $10 \Omega - 2 kV$ limitando a tensão e corrente de saída da sonda impedindo que as sobretensões de eventos na bucha atinjam o cabo de transmissão e o osciloscópio. A coordenação com a proteção primária é garantida a partir de $0,6 A$. O resistor forma um filtro “passa baixa” RC com $5 m$ de cabo coaxial com frequência de corte de aproximadamente $20 MHz$. É recomendado que o cabo seja o menor possível elevando a frequência de corte e mitigando efeitos de atenuação do sinal, também, implementou-se em campo uma blindagem externa ao cabo coaxial para evitar irradiações eletromagnéticas que pudessem perturbar os sinais lidos.

O circuito implementado para o acoplador da bucha capacitiva do transformador monitorado é mostrado na Figura 35.

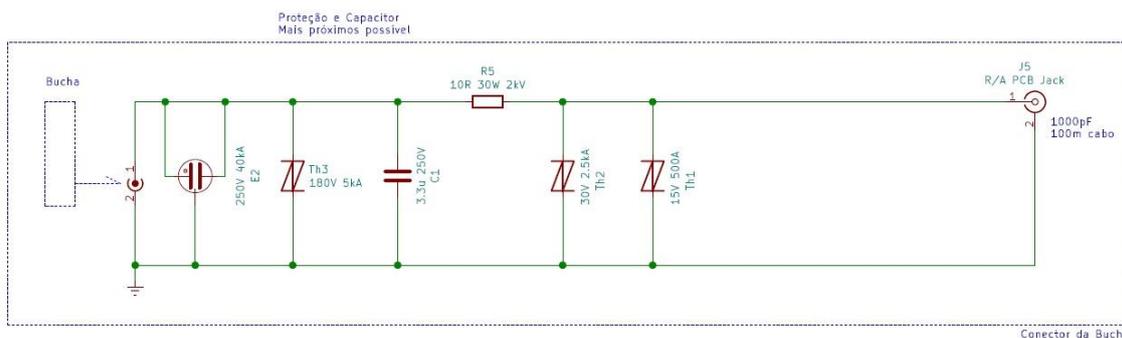


Figura 35 - Circuito do acoplador, fonte: próprio autor

Projetou-se o circuito apresentado na Figura 36 para a proteção dos canais do osciloscópio contra surtos. Esse circuito foi especificado para até 85 V_{DC} de operação. Neste circuito R3 e R4 são supressores de surto TBU-CA085-100-WH e são úteis em garantir a coordenação entre D2, D1 e RV1.

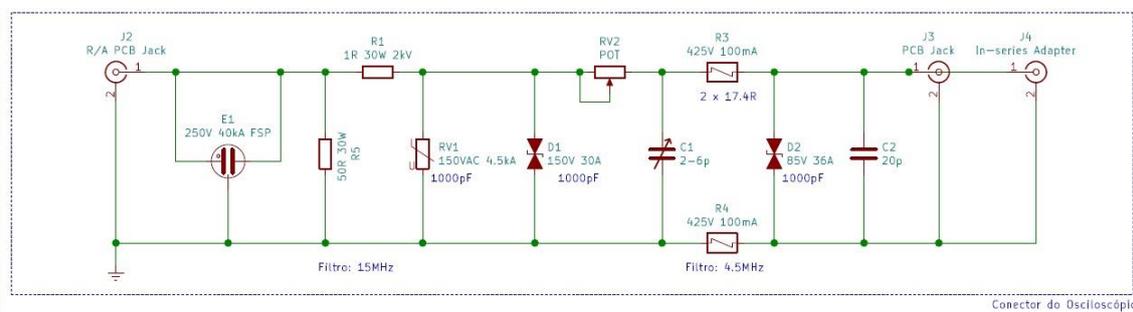


Figura 36 - Proteção dos canais do osciloscópio, fonte: próprio autor

Todavia com o incremento dos elementos de proteção a impedância secundária e o esquemático da placa de circuito impresso passaram a fazer parte do casamento de impedância para medição. Tal fato, poderia influenciar nas medições, principalmente para as altas frequências. Portanto, simulou-se a resposta da placa no domínio da frequência, como pode ser visto em Figura 37, evidenciando-se que a placa atinge a atenuação de 3 dB em 18 MHz, sendo uma excelente resposta, uma vez que a maioria dos sistemas de banda larga tem leitura até 20 MHz. Portanto o acoplador não é responsável por alteração no sinal lido.

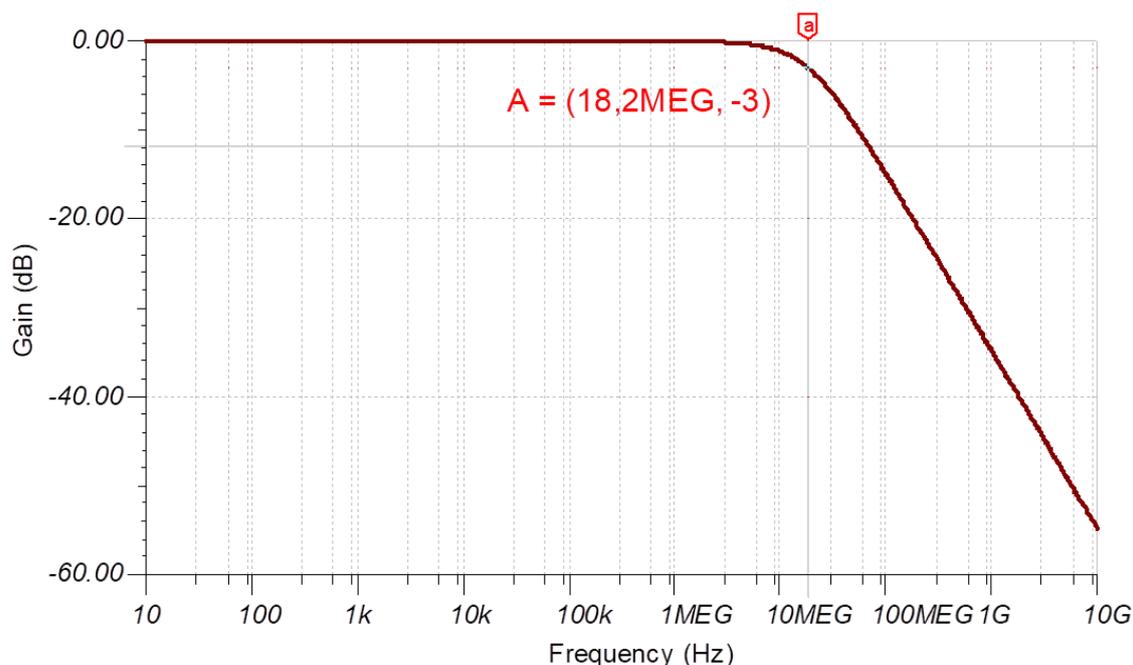


Figura 37 - Diagrama de Bode do acoplador capacitivo, fonte: próprio autor

Por fim, foram realizados, em ambiente laboratorial, alguns ensaios de alta tensão nas buchas ABB GOB 650-1250, que corresponde ao mesmo modelo encontrado nos transformadores de potência objeto de instalação em campo nas subestações da distribuidora de energia com os acopladores capacitivos. Os ensaios em alta tensão relacionam técnicas para a geração das possíveis formas de tensão e corrente às quais estão submetidos os equipamentos elétricos e a avaliação dos efeitos provocados. Desse modo, foram realizados os seguintes ensaios:

- Ensaio de Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial (Tensão Aplicada);
- Ensaio de Tensão de Rádio Interferência;
- Ensaio de Descargas Parciais;
- Ensaio de Impulso Atmosférico e de Manobra
- Ensaio de Impulso de Corrente.

Nas Figura 38 a Figura 40, são mostradas algumas fotos das instalações durante os ensaios, realizados no dia 04 de maio de 2019. A primeira imagem remete-se ao ensaio de tensão suportável a frequência industrial através de fonte de alta tensão, transformador de potencial indutivo para medição e montagem teste de bucha de transformador em tanque metálico para simulação do teste. A segunda imagem apresenta o circuito de ensaio com gerador de impulsos e divisor de tensão para aferição dos valores. Já a terceira imagem destaca o acoplador após testes. Os ensaios tinham por finalidade avaliar se a inserção do acoplamento

capacitivo iria fragilizar a suportabilidade dielétrica da bucha, ou se surtos oriundos de manobras e descargas atmosféricas iriam danificar os canais de leitura do osciloscópio. Os resultados obtidos dos ensaios foram satisfatórios em todos os casos. Nesse sentido, vale destacar que no ensaio de tensão aplicada e surto atmosférico e de manobra, a presença do acoplador não fragilizou o isolamento da bucha e a tensão vista pelo osciloscópio foi inferior a 40 Vpico, tensão máxima suportada pelo medidor.



Figura 38 - Foto dos ensaios em laboratório de tensão suportável à frequência industrial, fonte: foto do próprio autor



Figura 39 - Foto dos ensaios em laboratório de impulso atmosférico, fonte: foto do próprio autor



Figura 40 - Foto detalhando o acoplamento capacitivo, fonte: foto do próprio autor

Já no ensaio de corrente no acoplador foi interessante verificar que o tiristor de ação rápida, componente existente na placa de leitura, queimou após 10 kA; todavia, o capacitor e o centelhador permaneceram intactos conforme projetado. Aplicação de impulsos atmosféricos com valores abaixo de 27kA: Não danificaram a estrutura da placa circuito impresso e componentes nela soldados. Aplicação de Impulso atmosférico de 31kA: Causou o rompimento do terminal central do centelhador - (Terminal Terra) - (modelo 2026-25), sem causar danos à placa de circuito impresso e componentes. Mesmo sem o terminal central do centelhador, os testes deram seguimento. Devido a distância de separação entre as trilhas (sinal-terra), na aplicação de tensão com valores elevados, ocorreu o centelhamento direto, entre terminal de entrada do sinal e a “malha” de aterramento da PCI. Após 40 kA, a tensão necessária para injetar tal corrente é tão elevada que há ruptura do ar nos terminais de contato e, desta forma, o surto não penetra no canal de leitura. Portanto Após a finalização dos testes, com a aplicação de impulsos atmosféricos entre 3,7kA e 65kA, não tivemos danos significativos à placa de circuito impresso, de forma a inviabilizar seu uso ou funcionamento. Os resultados foram sumarizados na Tabela 5

Tabela 5 - Impulsos de corrente e tensão residual no acoplador capacitivo, fonte: próprio autor

Corrente [A]	Tempo de frente [us]	Tempo de cauda [us]	Tensão residual [kV]
3771	8,97	13,33	< 0,1
3888	8,73	18,40	< 0,08
5953	8,82	22,02	< 0,15
8284	8,73	19,55	< 0,35
11812	8,61	19,44	< 0,4
16738	8,68	19,41	< 0,65
19122	8,68	19,44	< 1,2
23094	8,75	19,25	< 1,7
27121	8,81	19,02	< 1,9

31570	8,74	19,14	< 2,1
38880	8,62	19,20	< 2,5
45980	8,59	18,17	< 3,0
60599	8,45	17,82	< 3,8

4.4. Painel para Medição e Monitoramento

A fim de abrigar o sistema de aquisição e processamento de sinais para uso em campo foi projetado um painel para compor o sistema de monitoramento de descargas parciais para os transformadores 138/13,8 kV / 20/25/30 MVA e 138/34,5 kV / 20/25/30 MVA da distribuidora de energia. Esse painel foi fixado ao corpo do transformador e se fez necessário para medições de longo prazo conforme proposto pelo trabalho Fuhr [52]. Ele é responsável por:

- Receber alimentação do circuito auxiliar da subestação e aterramento;
- Receber os sinais do sistema de medição de descargas parciais (DPs) acoplados às buchas através de cabos coaxiais;
- Alimentar e proteger contra surtos o osciloscópio, o computador industrial e o conversor Ethernet-óptico, localizados internamente. Bem como as intemperes ambientais, como raios ultravioletas, umidade, chuva e calor excessivo;
- Tratar os dados recebidos do sistema de medição de DPs;
- Observar falhas no processamento de sinais e aquisição, restaurando-se automaticamente;
- Converter o sinal Ethernet em sinal óptico;
- Transmitir o sinal óptico de medição das DPs através de protocolo DNP 3.0.

Fisicamente, a caixa externa do painel possui dimensão 800x600x350mm, sendo constituída de material inox. O dimensionamento físico de todo o conjunto, bem como suas medidas e a alocação dos dispositivos que o integram são mostrados na Figura 41 e Figura 42. Os seus principais componentes foram listados a seguir:

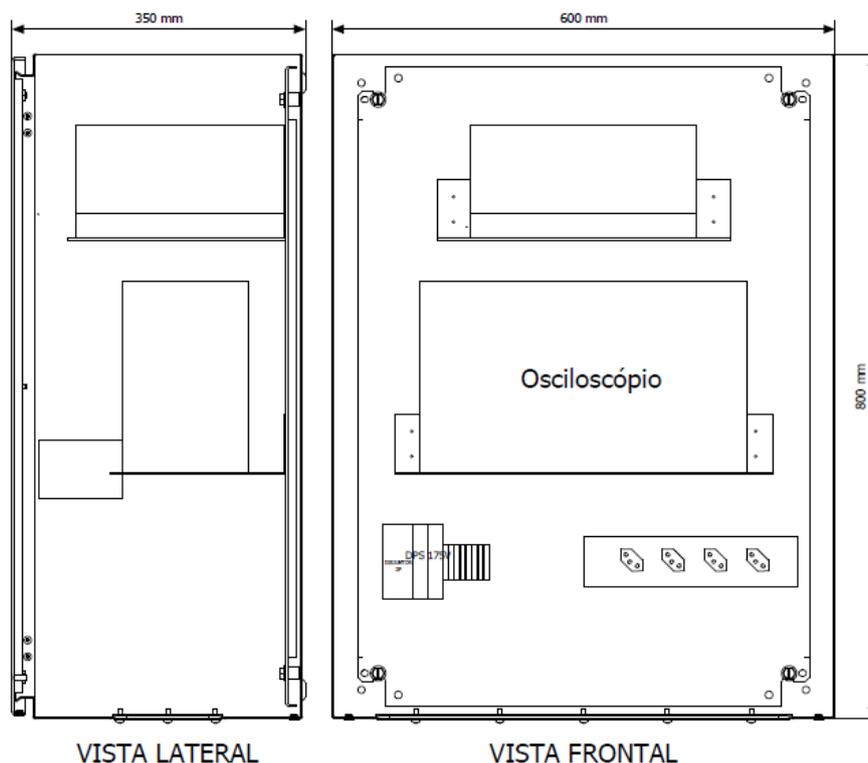


Figura 41 - Vistas lateral e frontal do painel, fonte: próprio autor

- Dispositivos de proteção contra surtos, são instalados nas duas fases de alimentação, provenientes de fonte externa, para drenar possíveis transitórios de sobrecorrente e/ou sobretensão para o sistema de aterramento. DPS Clamper Classe II / $U_i = 175 \text{ V}$ / $I_{\text{max}} = 15 \text{ kA}$ (8/20 μs) / $I_n = 5 \text{ kA}$ / $U_c \leq 0,8 \text{ kV}$.
- Osciloscópio, sistema de alta frequência e resolução para aquisição de dados e transmissão ao computador industrial. Especificação: Osciloscópio Digital Rohde & Schwarz RTB2004 / 2,5 GSa/s.
- Sistema de proteção dos canais do osciloscópio: protege o osciloscópio de possíveis sobretensões nos canais de entrada. Fabricante HVEX, proteção para tensões acima de 75 V.
- Placa de observabilidade: responsável por identificar falhas do sistema supervisor e perda de comunicação entre o computador e o osciloscópio resetando ambos os dispositivos. Fabricantes HVEX, *Watch Dog* com dois relés.
- Computador Industrial, recebe os sinais do osciloscópio de forma binária, armazena e processa os dados internamente via programa desenvolvido nesta tese, e repassa as informações para o conversor Ethernet/óptico. DELL Intel® Core™ i5, RAM DDR4 8GB, SSD 64 GB, Sistema operacional Linux, programa desenvolvido em Python.

- Conversor Ethernet-Óptico: Converte o sinal elétrico no padrão Ethernet em sinal óptico para transmissão via fibra óptica para sistema SCADA. Planet Conversor de Mídia SFP RJ45 10/100/Base-TX para 1000Base-FX.
- Miscelâneas, tais como: disjuntor Bipolar, utilizado no seccionamento e proteção contra sobrecorrente das fases. Siemens 5SL 12 / C10. Luminária, 220 V. Chave fim de curso: aciona iluminação quando a porta do painel é aberta. Siemens SIRIUS 3SE5. Régua de tomadas: alimenta o osciloscópio, o computador industrial e o conversor Ethernet-óptico com quatro tomadas 2P+T.

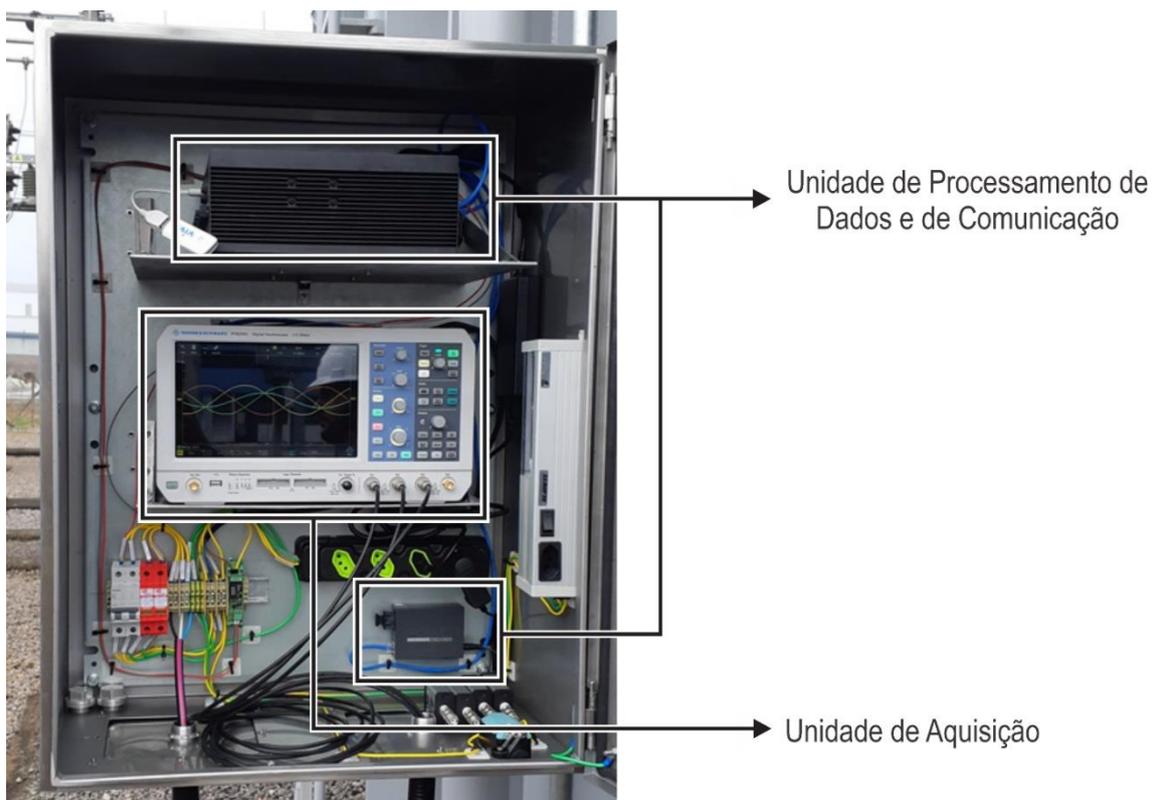


Figura 42 - Painel instalado em campo com as descrições básicas, fonte: próprio autor

A Figura 43, apresenta o sistema de monitoramento, desde a conexão dos sensores aos taps das buchas até a saída do conversor Ethernet-óptico, com destaque para as proteções frente a surtos.

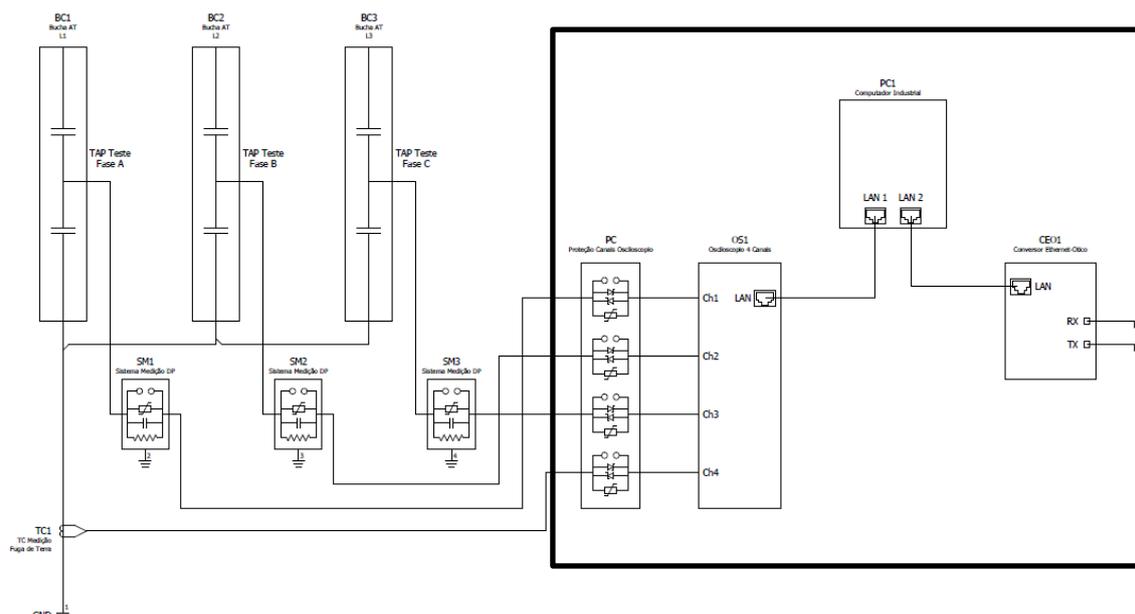


Figura 43 - Esquema simplificado do sistema de monitoramento, fonte: próprio autor

Já a Figura 44 retrata a fixação dos acopladores capacitivos com proteção externa para os cabos coaxiais, tipo sealtube, essenciais na blindagem eletromagnética além de contar para proteção às intempéries e choques mecânicos durante manutenções futuras. Esta imagem também torna claro a necessidade da estanqueidade para o acoplador, pois está exposto às condições ambientais tais como: chuva, sol, poeira, microrganismos entre outros. Esta exposição poderia levar a oxidação dos contatos da placa eletrônica e falha do circuito de transdução.

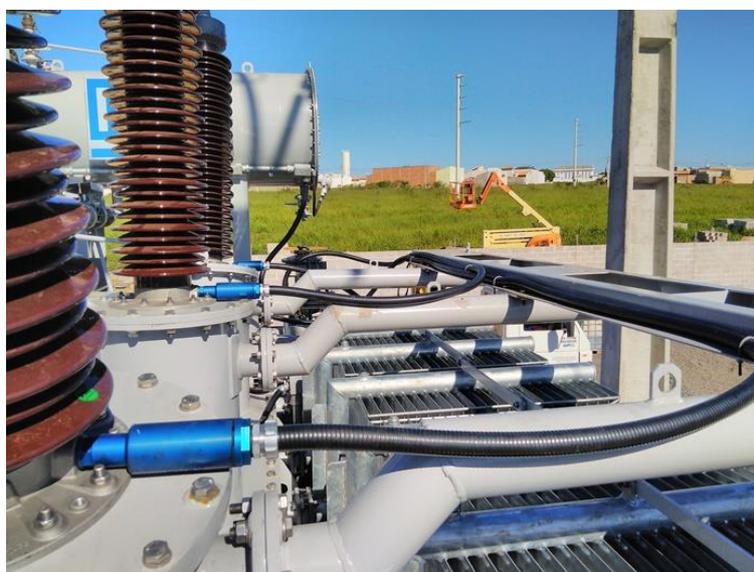


Figura 44 - Sondas capacitivas instaladas em campo, fonte: foto do próprio autor

Por fim, a Figura 45, retrata a instalação completa, com os cabos derivando das buchas capacitivas, infraestrutura local para acondicionamento dos canais de leitura, alimentação e comunicação, bem como a fixação do painel de monitoramento no tanque do transformador.



Figura 45 - Transformador monitorado na subestação Álvares Machado, fonte: foto do próprio autor

4.5. Programa para Cálculo das DP's e Envio de Dados

A medição das descargas parciais detectadas no sistema de isolamento das buchas dos transformadores é realizada por um programa desenvolvido e instalado no computador industrial. Esse programa se constitui na conclusão dos objetivos específicos propostos. Desenvolvido na linguagem Python, é responsável por receber do osciloscópio as medições realizadas nos canais de tensão, captura-se o valor binário lido através de comunicação ethernet. A cada leitura são lidos mais de 250 mil pontos por canal, como pode ser visto a seguir na Figura 46.

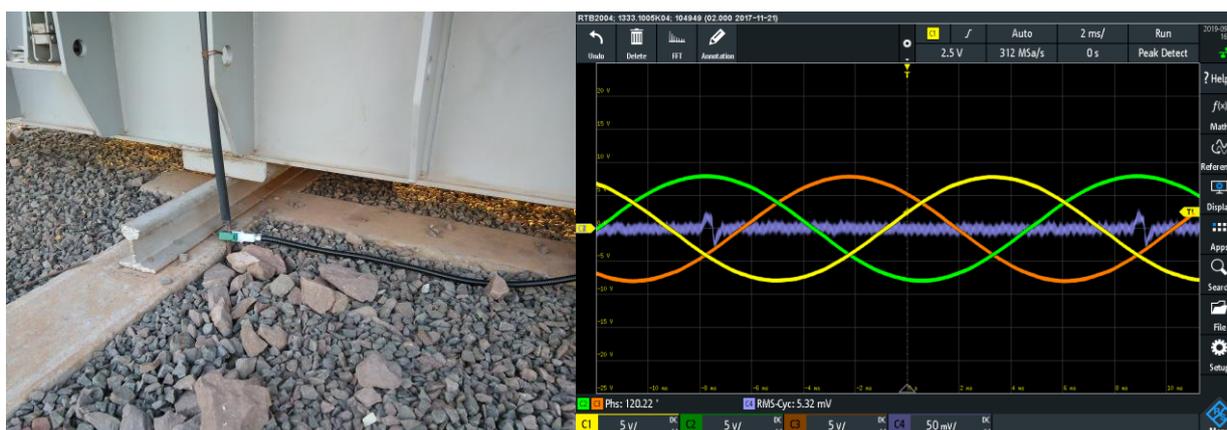


Figura 46 – Medidor de alta frequência e tela de captura de dados do osciloscópio, fonte: próprio autor

Antes de proceder ao cálculo das DP's, deve-se observar se a tensão adquirida do oscilógrafo representa o sinal disponível na derivação capacitiva durante a monitoração online, sendo composta por diferentes componentes, incluindo a tensão de 60 Hz do sistema e o ruído presente na subestação. Esses dois últimos componentes são indesejáveis no cálculo dos PD's e, portanto, devem ser eliminados por meio de filtragem.

O algoritmo proposto foi implementado por uma rotina de filtragem digital, o primeiro passo se refere à definição do ruído de fundo da leitura através da técnica de valor médio e desvio padrão, em seguida é feita uma filtragem de mediana móvel para remoção dos sinais de alta frequência. Nesse caso, sinais acima de 5 desvios padrões são removidos por subtração, assim tem-se uma suavização de ruídos de fundo [56]. Este tipo de filtro possui um baixo custo computacional de implementação, o que permite seu emprego em conjunto com outros algoritmos em tempo real. A aplicação de tal filtro com coeficientes constantes iguais a 1 é designado como passa-baixa [57]. Para controle de processos, o filtro de média móvel com 4 pontos tem sido utilizado com relativo sucesso [58].

Em seguida, subtrai-se do sinal original capturado do osciloscópio, o sinal de mediana móvel e seu resultado passa por um segundo filtro, tendo as suas frequências de corte inferior e superior definidas *in loco* de acordo com o nível de ruído presente na subestação. Vale ressaltar que, neste trabalho, foi utilizado um filtro passa-banda Butterworth de 6ª ordem [59] [60]. O sinal de composto da média móvel é utilizado no cálculo de capacitância da bucha primária e tangente delta por soma vetorial das três fases. Já o sinal resultante é composto apenas por descargas parciais e algum ruído com frequências próximas aquelas da DPs. Assim, é aplicada, nesta metodologia, uma rotina responsável por diferenciar ruído e descargas através de um *trigger* que consiste em um valor de amplitude a partir do qual os ruídos não excedem.

A Figura 47 apresenta o fluxo do programa de análise. A cada nova aquisição de sinais do osciloscópio aplica-se uma filtragem digital com desagregação entre as altas e baixas frequências pelo método exposto acima. Os sinais de baixa frequência compõem o cálculo de capacitância e tangente delta, já aqueles de alta frequência são comparados a um gatilho para cada ponto do vetor de sinais filtrado; se não há superação do gatilho o cálculo de DP mantém-se em zero, se há, inicia-se a integração do sinal para cálculo da descarga até o novo cruzamento. Os valores de quantidade e energia são acumulados e disponibilizados para envio. O método se repete a cada intervalo de tempo que pode ser pré-determinado. A sua escolha depende da taxa máxima com que a rede de comunicação consegue operar ou limitação do pacote de dados contratado, sugere-se uma atualização mínima a cada 5 minutos para não se perder eventos de acréscimo súbito de DPs.

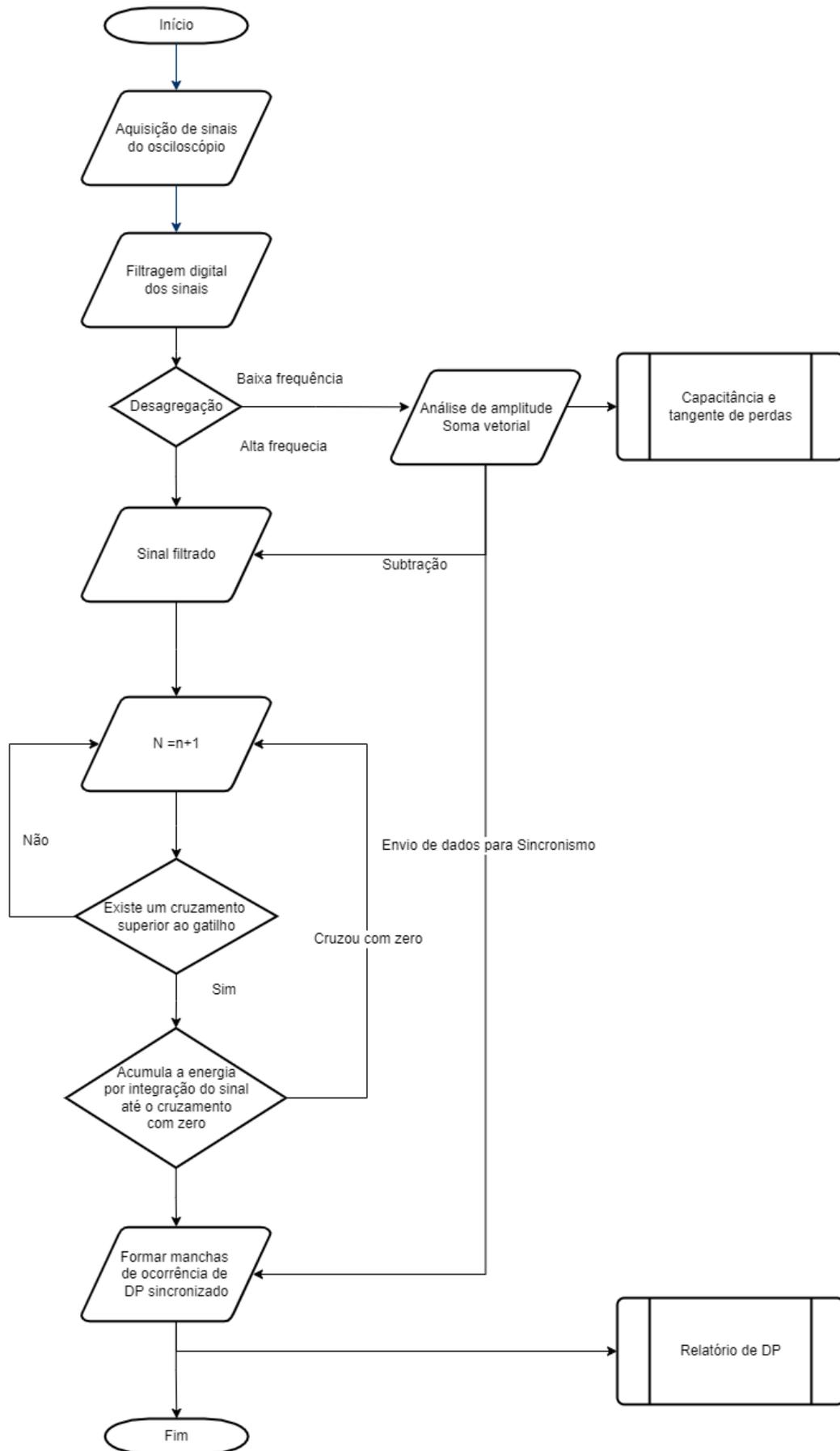


Figura 47 - Fluxograma do programa para cálculo de DP, fonte: próprio autor

A hipótese central é que, por meio do trigger, as DPs podem ser identificados pela comparação de seus picos com um valor pré-estabelecido. Para sinais extremamente ruidosos de frequência próxima a DP, esta técnica possivelmente não seria útil porque a amplitude do ruído pode ser excessivamente alta. Porém, para as aplicações desta investigação, esta situação não ocorre, pois o filtro Butterworth aplicado anteriormente garante a remoção de grande parte do sinal indesejável.

Apesar do processo de filtragem ocorrer em uma função desagregada da aquisição a lentidão do processamento pode impactar na perda de pacotes pois eles iriam se enfileirar a espera do próximo processamento. Portanto, deve-se buscar um processo com custo computacional compatível evitando o acúmulo de pacotes a serem filtrados, processados e calculados. Tal fato, limitou a utilização de funções como deconvolução de uma transformada rápida de Fourier (DFFT) para reconstrução de sinais após o filtro de frequências, levando a demanda da técnica de mediana móvel e subtração de sinais somada ao filtro de Butterwerth.

Vale destacar duas vantagens dessa metodologia: a primeira refere-se ao fato de que, como os picos de PD são identificados por comparação do calibrador, não há possibilidade de o sinal medido apresentar atenuações ou distorções. Esta situação, entretanto, não poderia ser totalmente garantida se, por exemplo, um novo filtro passa-banda com uma largura de banda muito curta fosse usado em cascata com o filtro anterior para eliminar o ruído restante. A segunda vantagem está relacionada ao baixo custo computacional da rotina implementada. Isso é possível porque a aplicação do gatilho para detectar picos PD não requer análise no domínio da frequência ou operações de convolução. Portanto, todo o processamento de dados é realizado mais rapidamente. Esse aspecto é especialmente importante para o monitoramento online e para se evitar processamentos longos e indesejados.

Matematicamente, o gatilho é obtido pela Equação 11 apresentada a seguir:

$$\gamma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N (u_n - \bar{u})^2} + \alpha u_{max} \quad \text{Equação 11 - Definição do gatilho.}$$

onde γ é o gatilho; u_n é a n-ésima amostra do sinal adquirido da derivação da bucha (V); \bar{u} é o valor médio; u_{max} é o valor de pico de u ; N é o número de amostras; e α é uma constante determinada experimentalmente. Ressalta-se que, neste trabalho, foram consideradas 250.000 amostras e α foi igual a 0,075. Em relação a este último parâmetro, ele poderia ser maior para ambientes muito ruidosos.

Com o valor de disparo determinado, os picos de PDs são definidos como os valores máximos globais e a sua frequência é calculada entre dois tempos de cruzamento de zero, se maiores que o gatilho, conforme mostrado na Figura 48.

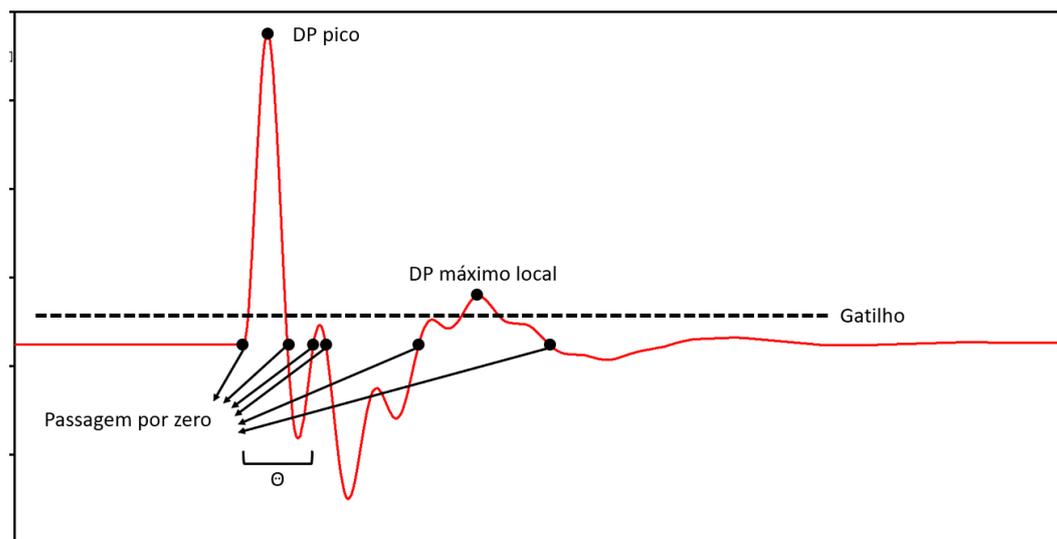


Figura 48 - Metodologia de detecção do algoritmo, fonte: próprio autor

Pode-se aplicar um ganho relacionado ao fator de escala do divisor de tensão estabelecido entre C_k e a capacitância interna da bucha, já f é a frequência operacional do ativo monitorado e θ é o intervalo de tempo entre o primeiro cruzamento zero antes do pico de PD e o terceiro cruzamento de zero após este pico. Logo, a partir da identificação dos picos, a carga aparente dos PDs, em coulombs, é calculada por integração numérica, utilizando a Equação 12:

$$q_{PD} = \frac{K\theta}{2\pi f C_k} \sum_{n=1}^N u_n \quad \text{Equação 12 - Cálculo de carga aparente de uma DP}$$

Especificamente para a quantificação das descargas parciais, aplicaram-se os procedimentos estabelecidos pelas normas IEEE Std. C57.143 [9], IEC 60270 [14] ou a equivalente ABNT NBR 60270. A metodologia empregada para a quantificação das DPs pode ser dividida em três etapas: (i) calibração; (ii) processamento digital dos sinais; e (iii) integração dos pulsos, conforme descrito nesta seção.

O objetivo da calibração é determinar a carga aparente, q_a , que, de acordo com a norma NBR IEC 60270 [14] é a carga a ser injetada em um curto espaço de tempo entre os terminais do objeto sob ensaio, em um circuito de ensaio especificado, resultaria a mesma leitura no instrumento. 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 capacitivo da bucha, passam a ser quantificados em picocoulombs.

A esquerda da Figura 49 é mostrado o esquema para a calibração do sistema de monitoramento que consiste, basicamente, na injeção de pulsos de carga de intensidade conhecida, nos terminais da bucha, por meio de uma fonte de tensão pulsado em série com um capacitor. Este pulso tem tempo de subida inferior a 90 ns e carga total aquela que se objetiva sendo de 10 a 1.000 pC para o instrumento visto a direita da mesma figura. Destaca-se que uma grande dificuldade para realizar a calibração em campo é a indução de corrente pelos cabos de

alta e baixa tensão em subestações compactas e compartilhadas com vários acessos para entrada e saída de linhas de transmissão. Esta dificuldade torna-se maior com o incremento das tensões de operação e conseqüentemente o campo elétrico irradiado.

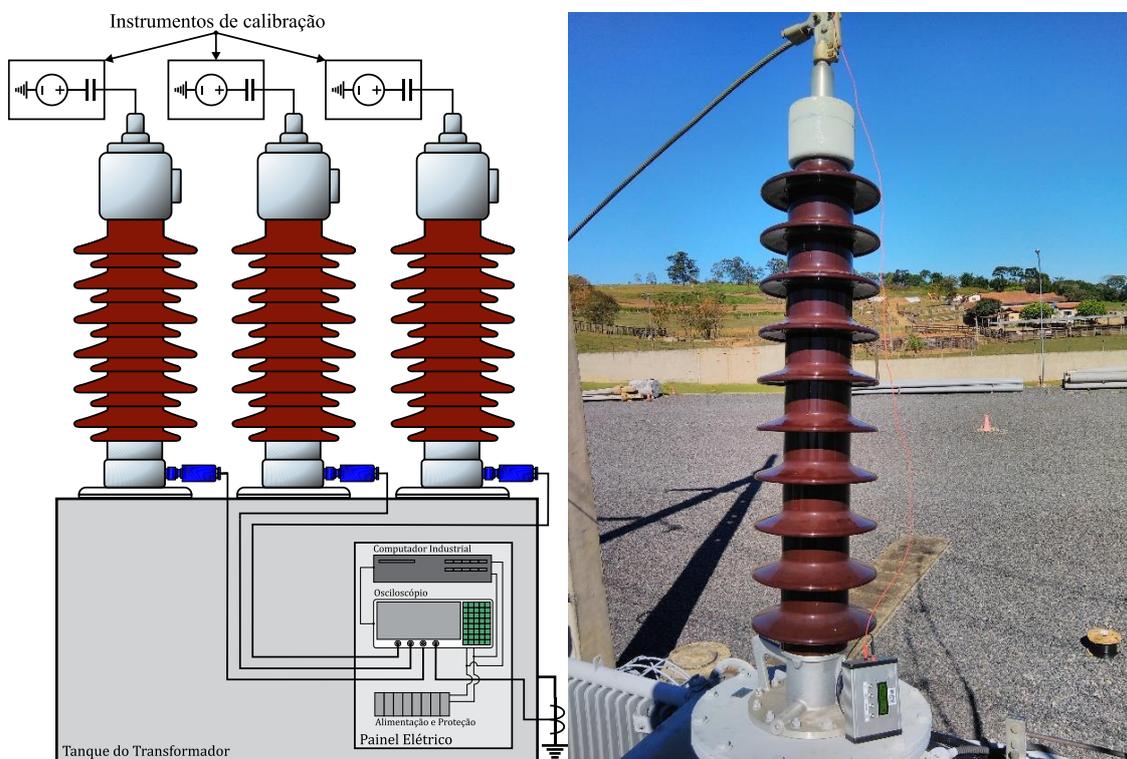


Figura 49 - Esquema para calibração do sistema a esquerda e calibração sendo realizada em campo a direita, fonte: próprio autor

O calibrador utilizado é da marca HVEX, conforme visto na Figura 50 e conta com saída dupla para garantir o pulso de amplitude adequada na faixa requerida. Destaca-se que não é possível garantir que o transformador está livre de descargas parciais ou com amplitude inferior àquela recomendada por norma, uma vez que são ativos em operação. Todavia a calibração é essencial para garantir uma medição quantitativa.



Figura 50 - Calibrador de descargas parciais, fonte: próprio autor

A fim de melhorar a interface homem/máquina visando facilitar o seu uso em campo, transcreveu-se o algoritmo implementado de medição e calibração para C# com compilador em Visual Studio®, tal como apresentado na Figura 51. Essa interface gráfica é um dos objetivos específicos propostos, pois melhora a curva de aprendizagem e facilita a interpretação dos resultados. Esta tela processa os sinais para o cálculo de DPs obtida de acordo com metodologia descrita anteriormente. Na parte superior da imagem é possível observar uma onda portadora de 60 Hz, induzida no transformador, e os picos de calibração à frequência de 120 Hz. Após a filtragem dos sinais obtêm-se, na parte inferior apenas o sinal de DP e ruído de fundo.

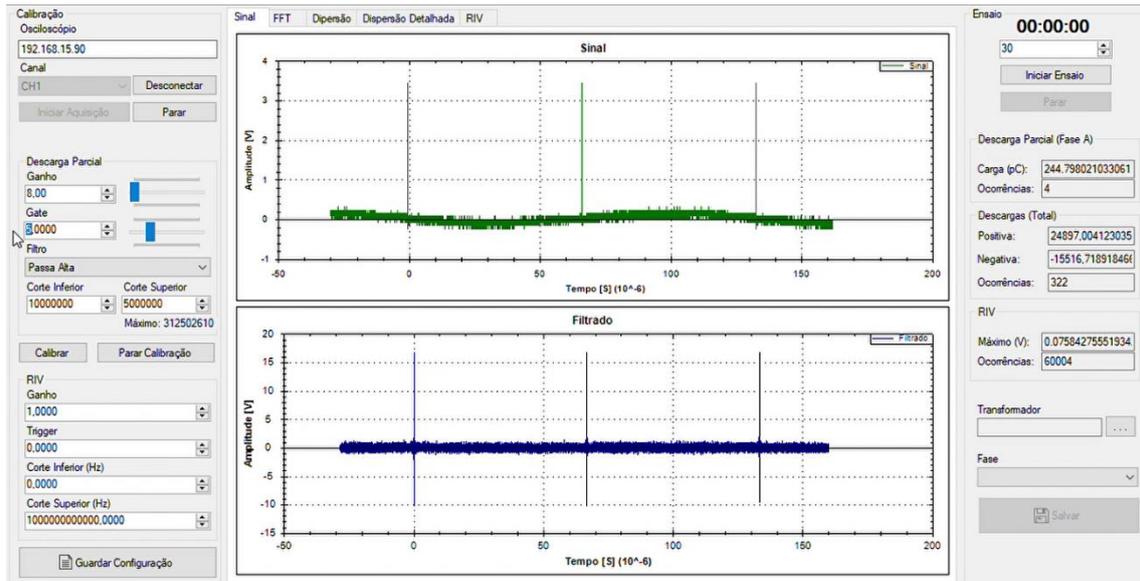


Figura 51 - Tela principal com a calibração em campo, fonte: próprio autor

Assim, a partir da leitura dos sinais provenientes do tap da bucha, é determinado o fator de escala S_f através da razão entre a carga de calibração, q_0 , injetada entre os terminais de teste, e a leitura, em volts, do instrumento de medição de DP, R_0 , definido na Equação 13:

$$S_f = \frac{q_0}{R_0} \quad \text{Equação 13 - Fator de escala}$$

Desse modo, a carga aparente, q_a , das DPs identificadas durante a operação real do sistema de monitoramento, R_i , é obtida pela Equação 14:

$$q_a = R_i \times S_f = R_i \times \left(\frac{q_0}{R_0}\right) \quad \text{Equação 14 - Carga aparente}$$

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

Destaca-se que, no desenvolvimento desta investigação, as calibrações foram realizadas no local, antes do início da operação do sistema de monitoramento e para isto o transformador foi desenergizado. Para que a medição das descargas parciais ocorra sem influência de fatores externos, aplicou-se uma etapa de filtragem digital para remoção da portadora e dos ruídos intrínsecos ao ambiente.

No programa desenvolvido, há quatro tipos de filtros disponíveis: (i) passa-alta, (ii) passa-baixa, (iii) rejeita banda ou (iv) passa-banda. Nesse sentido, é importante ressaltar que a escolha do filtro, bem como de suas frequências de corte e atenuação, deve ser definida in loco para garantir a remoção dos ruídos da forma mais adequada, sem grandes atenuações do sinal investigado.

Uma vez realizada a filtragem, o sinal resultante passa, portanto, a ser composto apenas pelas descargas parciais e por alguns ruídos cujas frequências são próximas às das DPs. Desse modo, também via programa, é executada uma rotina responsável por diferenciar as descargas dos ruídos por meio de uma porta (do inglês, gate) que consiste em um valor de amplitude a partir do qual um ruído não a ultrapassa. Nessa metodologia, o “gate” foi determinado, estatisticamente, somando-se 0,5 V ao desvio padrão do sinal previamente filtrado. Assim, comparando-se cada amostra do sinal com o valor de “gate” foi possível identificar todos os pulsos de descargas ocorridos e eliminar as interferências presentes no sinal coletado inicialmente.

Para um transformador em ótimas condições de operação e livre de descargas parciais a forma de onda capturada é perfeitamente senoidal, visto a seguir sob a cor verde e o resultado das técnicas de filtragem e desagregação apresentam apenas o ruído de fundo, sendo representado por uma linha contínua, visto na Figura 52.

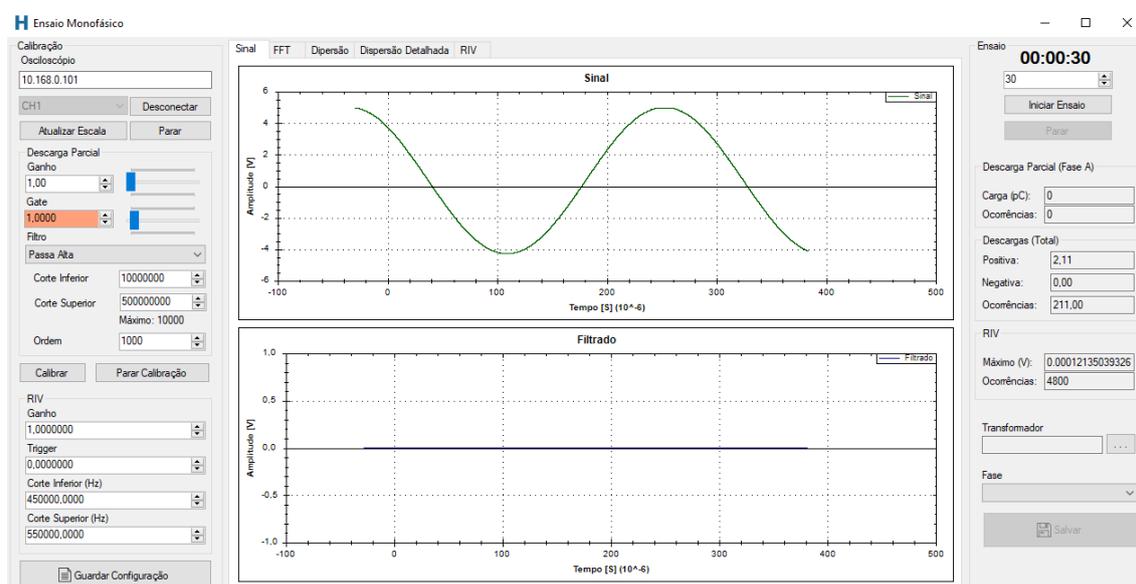


Figura 52 - Aquisição em ambiente controlado com ativo em perfeitas condições de operação, fonte: próprio autor

A transformada rápida de Fourier da forma de onda capturada acima apresentará apenas sinais de baixa frequência, conforme visto na Figura 53. Sua amplitude cai abruptamente com o incremento da frequência e não apresenta variações positivas para altas frequências.

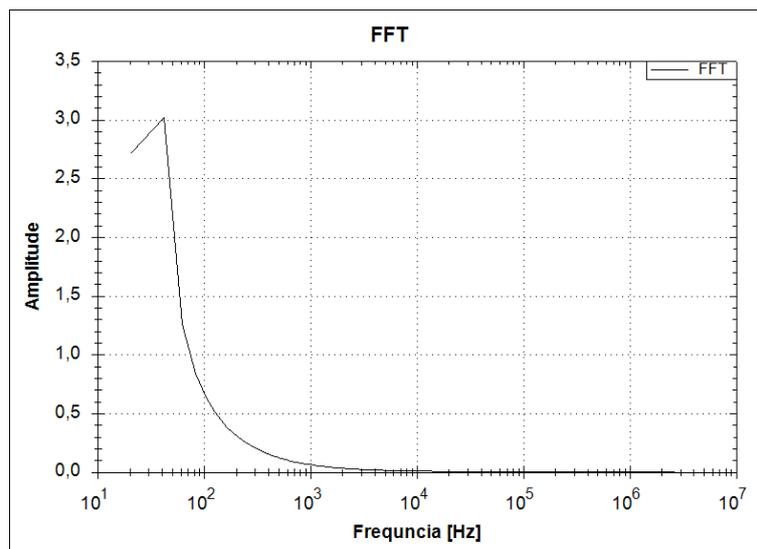


Figura 53 - Transformada Rápida de Fourier aplicada a detecção de DPs, fonte: próprio autor

Além disso, programou-se a função gráfica de dispersão dos pulsos na onda senoidal portadora, visto na Figura 54. Os hardwares disponíveis de mercado sincronizam as capturas para apresentar este gráfico. Todavia, optou-se pela subtração de sinais, mantendo o tempo como variável de referência. No eixo vertical tem-se a amplitude em pC, no eixo horizontal a escala da ocorrência da DP, se foi por exemplo no pico da senoide ou no vale e em tons de verde até vermelho a incidência daquela descarga sendo verde como baixa ocorrência e vermelho de alta repetibilidade.

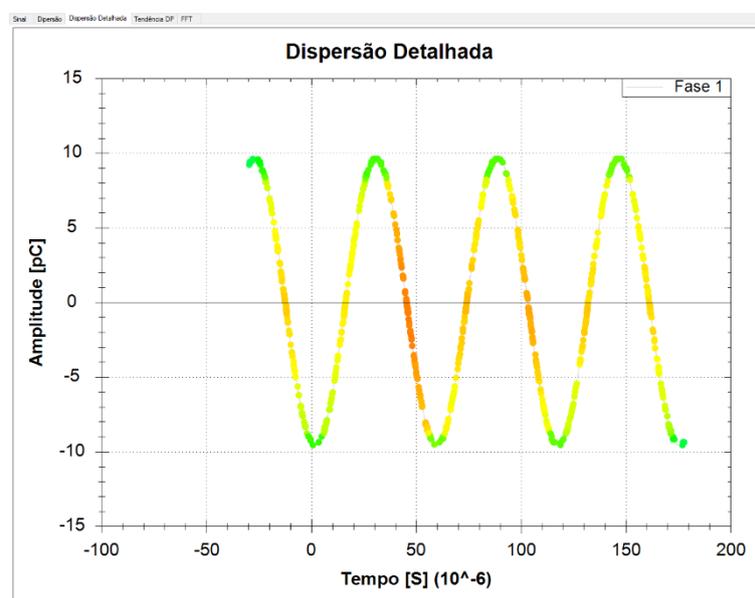


Figura 54 - Gráfico de dispersão de DPs na onda portadora para circuito monofásico, fonte: próprio autor

De forma análoga adaptou-se para a formação de manchas de dispersão em circuitos trifásicos. Tal função, visto na Figura 55, exige mais custo computacional, todavia permite somar vetorialmente os sinais eliminando o ruído de fundo e detectar a formação de DPs entre fases, caso comum em transformadores com enrolamento em delta.

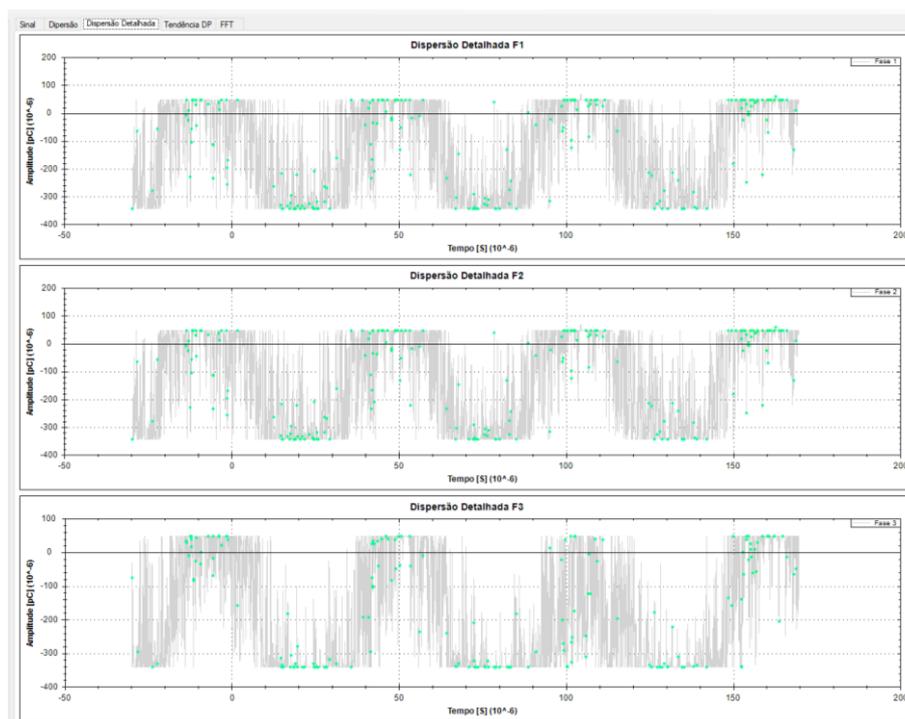


Figura 55 - Gráfico de dispersão de DPs e onda portadora para circuito trifásico, fonte: próprio autor

Estas opções gráficas estão disponíveis apenas localmente, pois o envio de pacotes de forma remota é muito limitado. Além disso, pelo fato de as subestações serem, em sua maioria, tele operadas, o cálculo e envio de dados teve que ser automatizado. A captura das descargas parciais é realizada a cada 5 min e o programa só inicia o cálculo se as oscilações de leitura não tiverem decaimento exponencial, gerando uma área de dissipação de energia. Considerar a dissipação de energia dos pulsos detectados é um requisito fundamental para evitar a contagem de falsos positivos como descargas parciais. Falsos positivos podem ser observados por diversos motivos, mas são principalmente decorrentes de: (i) chaveamento no sistema de potência, como abertura ou fechamento de disjuntores que normalmente produzem arcos elétricos; e (ii) transitórios de energização.

O envio de dados para o sistema SCADA da Energisa (objeto desse estudo de caso) foi programado para ocorrer no mesmo intervalo de 5 minutos, de modo que o cálculo do nível de descargas parciais também foi desenvolvido considerando espaços regulares de tempo. Vale ressaltar que a cada segundo de captura são obtidos 250 mil pontos por canal disponível, no total estes 1 milhão de pontos por segundo são processado pelo programa embarcado e enviado pelo protocolo DNP 3.0, logo as variáveis de saída estão especificadas na Tabela 6. A importância de processar os dados e comprimi-los a uma simples tabela se dá pela capacidade limitada a alguns kB no tráfego em tempo real das subestações para os centros de operação.

Tabela 6 - Variáveis de saída do programa desenvolvido, fonte: próprio autor.

Variável	Descrição
ID	Identificação do equipamento
MAX_POSITIVE_A	Máxima descarga parcial positiva na fase A, em pC

MAX_NEGATIVE_A	Máxima descarga parcial negativa na fase A, em pC
POSITIVE_DISCHARGES_A	Número de descargas parciais positivas na fase A
NEGATIVE_DISCHARGES_A	Número de descargas parciais negativas na fase A
RMS_A	Valor de tensão RMS da fase A
MAX_POSITIVE_B	Máxima descarga parcial positiva na fase B, em pC
MAX_NEGATIVE_B	Máxima descarga parcial negativa na fase B, em pC
POSITIVE_DISCHARGES_B	Número de descargas parciais positivas na fase B
NEGATIVE_DISCHARGES_B	Número de descargas parciais negativas na fase B
RMS_B	Valor de tensão RMS da fase B
MAX_POSITIVE_C	Máxima descarga parcial positiva na fase C, em pC
MAX_NEGATIVE_C	Máxima descarga parcial negativa na fase C, em pC
POSITIVE_DISCHARGES_C	Número de descargas parciais positivas na fase C
NEGATIVE_DISCHARGES_C	Número de descargas parciais negativas na fase C
RMS_C	Valor de tensão RMS da fase C
MAX_POSITIVE_LC	Máxima descarga parcial positiva na corrente de fuga, in pC
MAXIMUM_NEGATIVE_C	Máxima descarga parcial negativa na corrente de fuga, em pC
POSITIVE_DISCHARGES_LC	Número de descargas parciais positivas na corrente de fuga
NEGATIVE_DISCHARGES_LC	Número de descargas parciais negativas na corrente de fuga
RMS_LC	Valor RMS da corrente de fuga
PHASE_1_2	Defasagem angular entre fases A e B
PHASE_2_3	Defasagem angular entre fases B e C
PHASE_3_1	Defasagem angular entre fases C e A

Através destas variáveis enviadas ainda é possível monitorar as curvas de tendência quanto: (i) alteração de capacitância da bucha pelo valor de tensão RMS lido no *tap* conforme Figura 56, pois se o valor apresenta incremento de tensão sem correspondente aumento no barramento de alimentação da subestação há um forte indício de aumento da capacitância primária, portanto uma ou mais camadas de isolamento da bucha foi degradado; (ii) falha de isolamento por aumento do fator de perdas culminando no aumento da corrente de fuga, isto geralmente é atrelado a penetração de umidade ou trilhamento elétrico, sendo que em ambos os casos haverá deslocamento da mancha sobre as fases vistas na Figura 57.

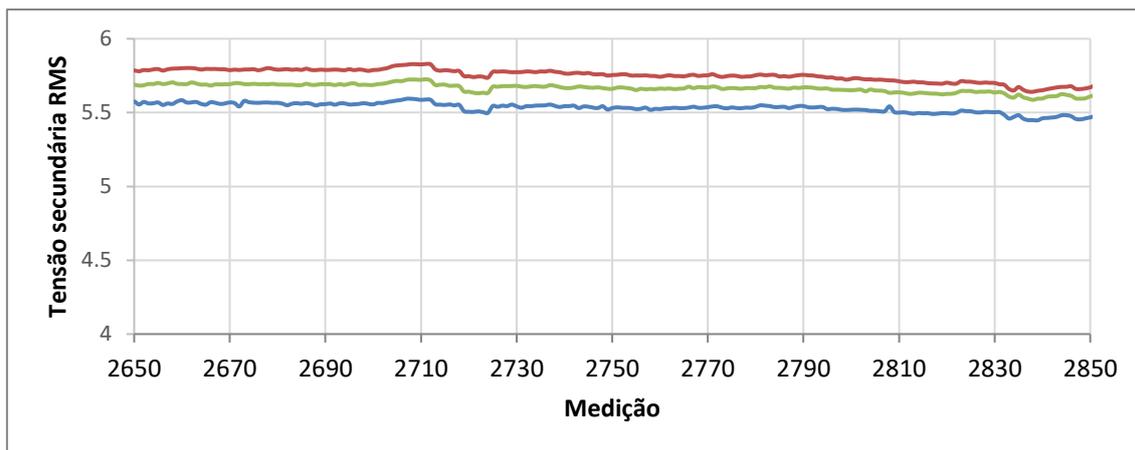


Figura 56 - Tensão RMS lida na bucha capacitiva, fonte: próprio autor

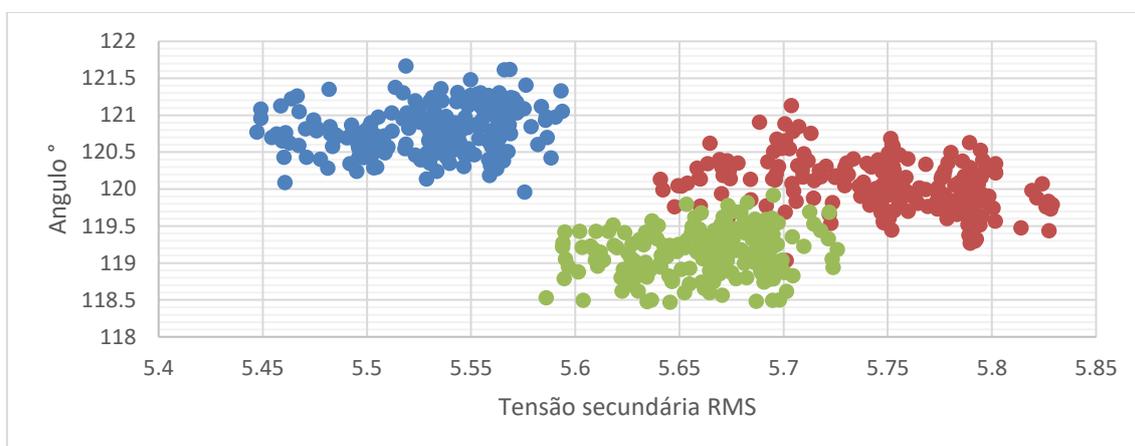


Figura 57 - Mancha de tensão versus ângulo, fonte: próprio autor

4.6. Estudo de Caso Um - Transformador de Força

O estudo de caso desenvolvido foi obtido a partir do Projeto de P&D 05216-1808/2018 e é descrito a seguir. Conforme apresentado no item 2.1, as técnicas de gestão de ativos têm evoluído com o tempo dado ao aumento da complexidade, dimensão dos sistemas e redução de de equipamentos reservas, bem como um maior anseio da sociedade pela disponibilidade dos serviços. Deste modo, a compreensão sobre o ativo sofreu uma drástica revolução com a incorporação de análises estatísticas e na sequência com o incremento de sistemas de monitoramento. A Figura 58 retrata esta evolução, portanto, ações corretivas e preventivas são vistas como ferramentas já superadas pela gestão de ativos que foca na condição do equipamento em vez de análises espaçadas no tempo ou de uma base de dados com curvas gaussianas.

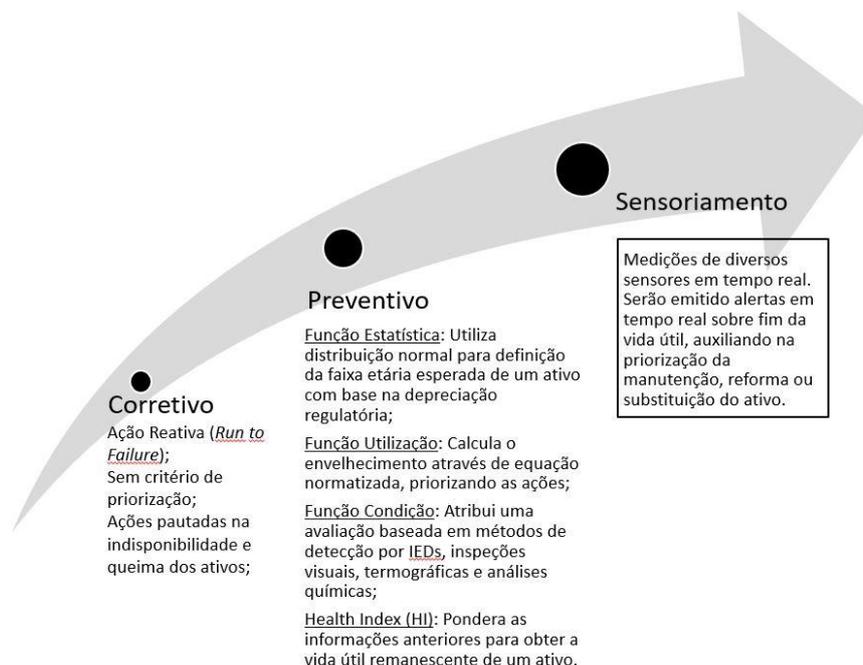


Figura 58 - Evolução na gestão de ativos, fonte: próprio autor

Como as ferramentas de ações corretivas e preventivas já eram práticas recorrentes no grupo Energisa e ainda existia o anseio pela melhoria contínua no processo de gestão de ativos foi desenvolvido o projeto de P&D 05216-1808/2018 “Monitoramento Operacional em Tempo Real de Transformadores de Potência com Desenvolvimento de Sensor de Descargas Parciais Internas”. Portanto a primeira etapa foi determinar quais sensores seriam implementados, tanto em nível de eficiência quanto custo versus benefício e depois determinar a quantidade de ativos críticos para receber estes sensores.

Em uma segunda fase tanto a engenharia de manutenção quanto operação passaram a receber estas informações em tempo real. Vislumbra-se, no futuro, uma terceira etapa para a implementação de algoritmos de inteligência, gerando correlações de todo o parque de transformadores monitorados. A Figura 59 mostra o fluxograma do projeto de Pesquisa & Desenvolvimento que deu origem a este estudo de caso. Nota-se que, dentre os sensores a serem impregnados, há recorrência no uso de relés para imagem térmica, sobre pressão e comutação sob carga. O uso de sensores para monitoramento de gases é menos recorrente dado o custo do elemento sensor. Apesar da grande disponibilidade de fabricantes, a medição de descargas parciais é rara, seja pela baixa disponibilidade de equipamentos para monitoramento online ou pelo alto custo de aquisição.

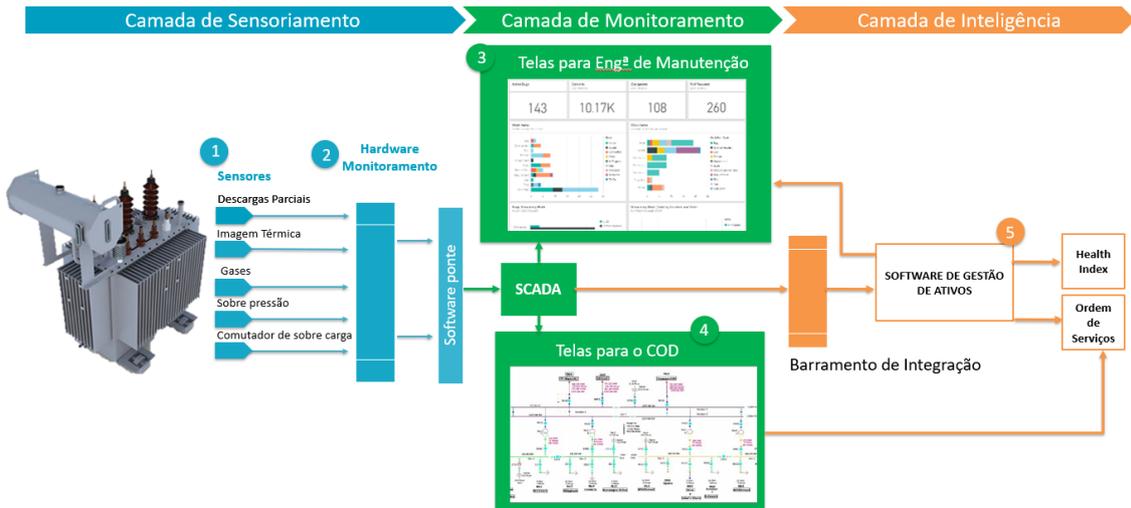


Figura 59 - Fluxograma do projeto de P&D, fonte: próprio autor

A fim de balizar quantos e quais ativos seriam monitorados na distribuidora de energia, realizou-se um extenso estudo de coleta das fichas técnicas dos transformadores instalados e análise destas características por empresa. Os principais resultados são observados na Figura 60. No quadro a) observa-se uma maior concentração de potência transformada na EMT, sendo a ENF aquela de menor capacidade de transformação. Esta mesma empresa apresenta o maior número de consumidores por transformador, visto no quadro c), com menor idade média, visto no quadro d), e poucos sensores instalados elevando o índice de criticidade, observado no quadro b). Portanto tem-se a ENF como um local de priorização de investimentos.

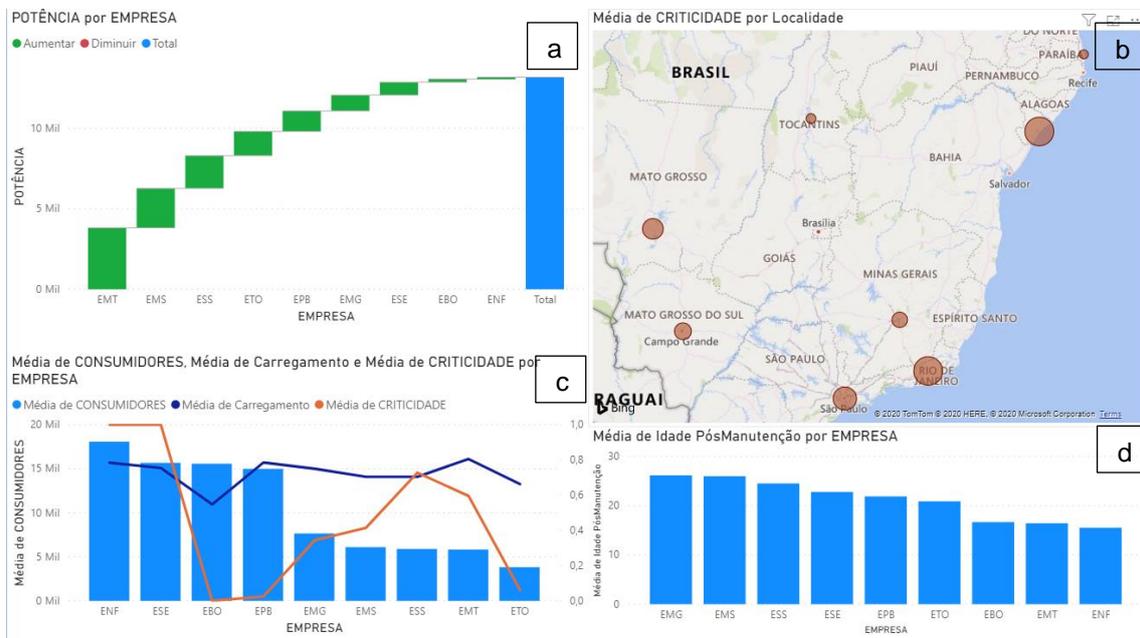


Figura 60 - Quadro comparativo das empresas da distribuidora de energia por índice de criticidade de transformadores de potência, fonte: próprio autor

O sistema de monitoramento desenvolvido foi aplicado a um transformador de potência teste com o objetivo de verificar sua capacidade de detectar atividades de descargas parciais

internas em campo. Destaca-se que no item 4.3 foram realizados os ensaios dielétricos e comparativos para validação da acuidade do medidor. Assim, uma vez conectado o dispositivo ao transformador foi possível captar o sinal de tensão presente na isolação das buchas capacitivas.

O sinal de tensão medido tinha componentes além do sinal senoidal de 60 Hz, incluindo harmônicos, inter-harmônicos e descargas parciais. Particularmente com relação as DPs, é importante notar que suas atividades foram percebidas devido aos pulsos de baixa amplitude e alta frequência presentes em 1–2,5, 5–6, 9–11, 13,4–14,6, 17,5–18,6 e 22–23 ms, conforme indicado pelas áreas circuladas na Figura 61.

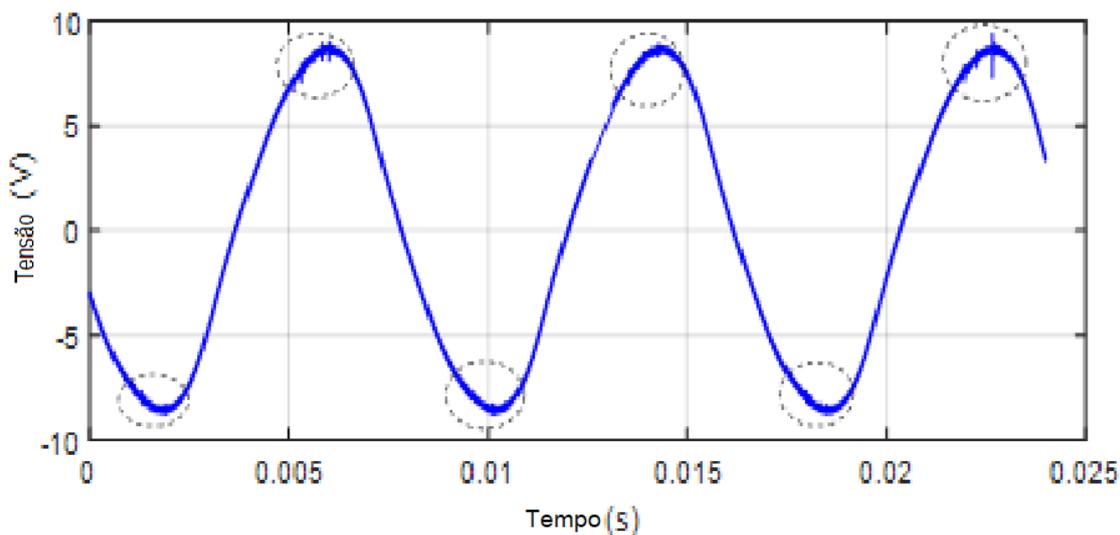


Figura 61 - Transformador com presença de descargas parciais, fonte: próprio autor

Numa análise mais ampla, as descargas parciais também puderam ser percebidas devido à sua distribuição no espectro de frequências. Nesse sentido, ao transformar o sinal capturado para o domínio da frequência, conforme mostrado na Figura 62, é possível observar que as DPs são evidentes em uma banda de alta frequência presente, principalmente, nos seguintes intervalos: 120–500 kHz, 0,9– 1,5 MHz e 2,2–2,5 MHz.

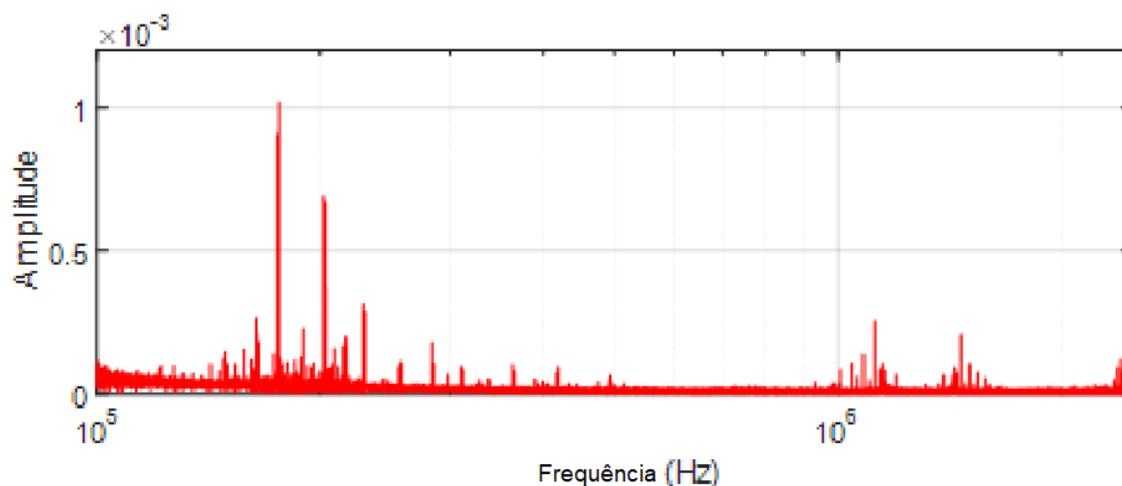


Figura 62 - FFT de transformador com presença de descargas parciais, fonte: próprio autor

Complementando a investigação, é importante destacar que a assinatura de DP observada na Figura 61 se caracteriza por pulsos concentrados próximos aos picos positivos e negativos do sinal senoidal, um padrão já conhecido na literatura. Portanto, com base neste padrão, é possível diagnosticar que o transformador monitorado possui defeito na isolação de papel-óleo ou bolha de gás em algum componente dielétrico da isolação de acordo com as práticas do IEEE Std. C57.113 [9]. Este diagnóstico é importante para questões relacionadas à gestão de ativos de uma concessionária. Neste caso em específico, o transformador já havia sido reformado e teve o relé de sobre pressão de gás atuado, assim a análise de detecção foi direcionada, pois o equipamento seria retirado de operação.

Todavia, para complementar a aplicação deste trabalho, o sistema de monitoramento proposto foi instalado em um transformador cuja isolação estava em estado de análise. Neste caso, o transformador monitorado foi equipado com um monitor DGA que detectou um aumento anormal na concentração de gases dissolvidos no óleo do transformador ao longo de três dias consecutivos após um evento de curto-circuito, como mostra Tabela 7.

Tabela 7 - Gases dissolvidos no transformador estudo de caso em dias subsequentes, fonte: próprio autor

Gás	Concentração de gases dissolvidos no Óleo (ppm)		
	Dia 1	Dia 2	Dia 3
Hidrogênio (H ₂)	59	276	327
Oxigênio (O ₂)	3980	9230	14,700
Nitrogênio (N ₂)	15,650	60,140	52,620
Metano (CH ₄)	58	296	280
Monóxido de Carbono (CO)	100	258	256
Dióxido de Carbono (CO ₂)	972	2710	1756
Etileno (C ₂ H ₄)	16	389	564
Etano (C ₂ H ₆)	19	180	132
Acetileno (C ₂ H ₂)	-	4	6

Uma análise do triângulo de Duval para as principais concentrações de gás medidas no terceiro dia indica um problema térmico no transformador. Para confirmar esta situação, o sistema de monitoramento desenvolvido foi aplicado a este caso. Os resultados das medições, obtidos no terceiro dia para cada bucha HV, são mostrados em Tabela 8.

Tabela 8 - Resultados de DPs no transformador estudo de caso, fonte: próprio autor

Bucha de alta tensão	Máxima DP positiva (pC)	Máxima DP negativa (pC)	Número de DPs	Valor médio de DPs (pC)
Phase A	2164.50	-2811.39	1758	950.89
Phase B	74.25	-82.20	594	39.83
Phase C	8664.31	-8721.35	1606	4294.83

A Figura 63 mostra a análise no domínio da frequência do sinal coletado da bucha da fase C, onde há formação de pulsos de descargas parciais no espectro de alta frequência, evidente na faixa de 1,5 MHz. Esta observação é útil para corroborar a indicação de uma fragilidade no isolamento do ativo monitorado. Essa mesma conclusão pode ser obtida a partir de uma análise do domínio da frequência na bucha da fase B.

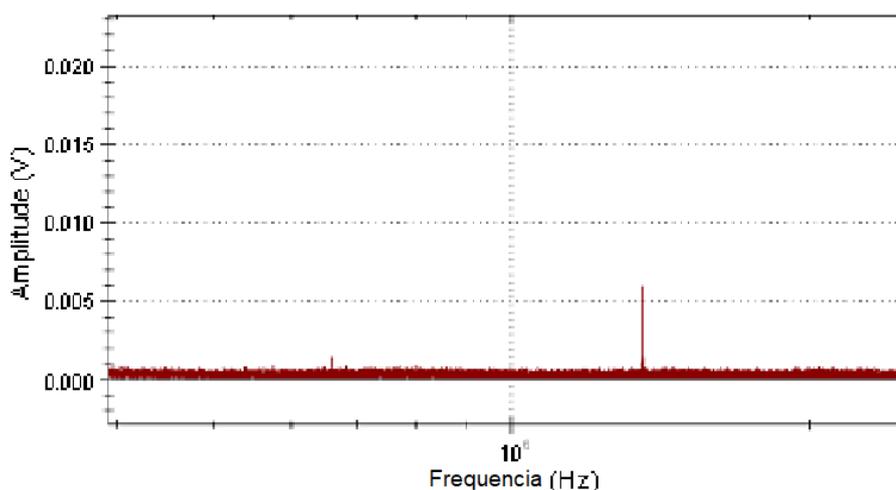


Figura 63 - Análise no domínio da frequência do transformador estudo de caso, fonte: próprio autor

Vale ressaltar que o sistema de monitoramento apresentado neste trabalho detectou as DPs, mas não sua origem no ativo. A mesma observação pode ser feita para o monitor de DGA. Assim, como forma de comprovar que as medições indicavam problemas internos no transformador, foi realizada uma análise de desmontagem. Uma vez realizado este processo, foi possível identificar indícios de degradação na conexão Y dos enrolamentos de baixa tensão (BT), conforme mostrado na Figura 64.

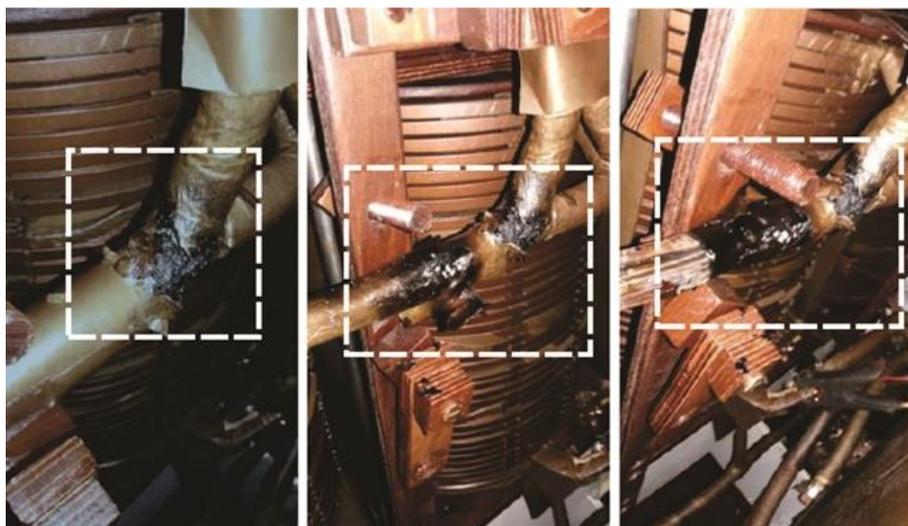


Figura 64 - Pontos de fragilidade do isolamento com formação de DPs, fonte: próprio autor

Este caso é interessante de se considerar pois as descargas detectadas nas buchas são consequências de um processo ocorrido dentro do transformador. A explicação para isso é que a degradação nas conexões dos enrolamentos de BT começou a emitir sinais de DPs. Tal deterioração tem origem no sobreaquecimento pontual, fruto do evento de curto-circuito. Quando isso ocorre, uma série de reações químicas é iniciada dentro do tanque do transformador, aumentando a concentração dos gases dissolvidos, conforme mostrado na Tabela 7, e gerando pequenas bolhas preenchidas com gases no isolamento. Essas bolhas, quando submetidas a um campo elétrico, passam por um processo de ionização que desencadeia a formação de DPs no interior do tanque. Assim, devido ao acoplamento capacitivo entre enrolamentos do transformador é possível detectar tais descargas no terminal de tap das buchas capacitivas.

Vale ressaltar que este ponto de conexão do Y é a junção da bobina de alta tensão com o condutor terminal de neutro do transformador. Esta emenda geralmente é feita através de solda e caso não se tenha uma ótima conexão pode-se ter uma maior resistência pontual. Durante os eventos de curto-circuito, o projetista considera a elevação máxima de 110°C dos para evitar a degradação dos materiais isolantes. Todavia, se a resistência pontual for superior àquela do condutor esta temperatura pode facilmente degradar a isolação dos dielétricos e formar arcos contínuos.

4.7. Estudo de Caso Dois - Transformador de Corrente (TC)

Em similaridade a transformadores de potência o isolamento de transformadores de corrente de alta tensão é preferencialmente feito através de papel impregnado em óleo. Logo, o perfil de formação de descargas parciais, em teoria, deveria ser análogo. Todavia, um transformador de corrente, dada as distâncias dielétricas sem diminutas, não consegue operar durante um longo período com formação de DPs, diferentemente de transformadores de potência com elevado volume de óleo.

Desta forma, propôs-se a utilização da mesma instrumentação e programa desenvolvido para medição de descargas parciais em transformadores de corrente. Todavia, foi necessário a utilização de transformadores de corrente de alta frequência (HFCT), pois alguns modelos não apresentam tap capacitivo. Aqueles que apresentam, remete-se ao aterramento da blindagem ativa. Os ensaios contaram com a contribuição da CTEEP-ISA e o laboratório de alta tensão da unidade Bauru, logo fez-se os testes nos seguintes TCs em:

- Laboratório com identificação de formação de gases combustíveis, visto na Figura 65. A leitura é monofásica, dada a característica do TC e da fonte de alta tensão controlada. Observa-se a formação de manchas de DPs padrões na inclinação da senoide, provavelmente formado por falha de isolamento do dielétrico formando cavidades ou bolhas. Os valores foram comparados com equipamento existente no laboratório, modelo: MPD 600 da High Volt com desvio máximo inferior a 5% entre as tecnologias.
- Campo em equipamento novo, visto nas Figura 66 e Figura 67. O resultado é apenas qualitativo, uma vez que não foi possível desenergizar a linha de transmissão para calibração. Entretanto é possível observar a formação de manchas similares nas três fases, com mesma amplitude e localidade indicando que é apenas o ruído de fundo da subestação. Somada vetorialmente as três fases o resultado aproxima-se a zero.
- Campo, com modelo propenso a falha, de forma similar o resultado é qualitativo, mas há indícios de ocorrência de DPs na fase destacada pelo gráfico inferior, devido a maior formação de mancha sem similaridade nas outras fases. Tal afirmação foi corroborada com a análise cromatográfica de gases dissolvido em óleo, pois a presença de monóxido e dióxido de carbono mais que dobrou, iniciou-se a manifestação de metano (5 p.p.m.) e aumento de 20% de hidrogênio. A comparação ocorreu no intervalo de um ano e foi ministrado pela equipe da CTEEP-ISA.

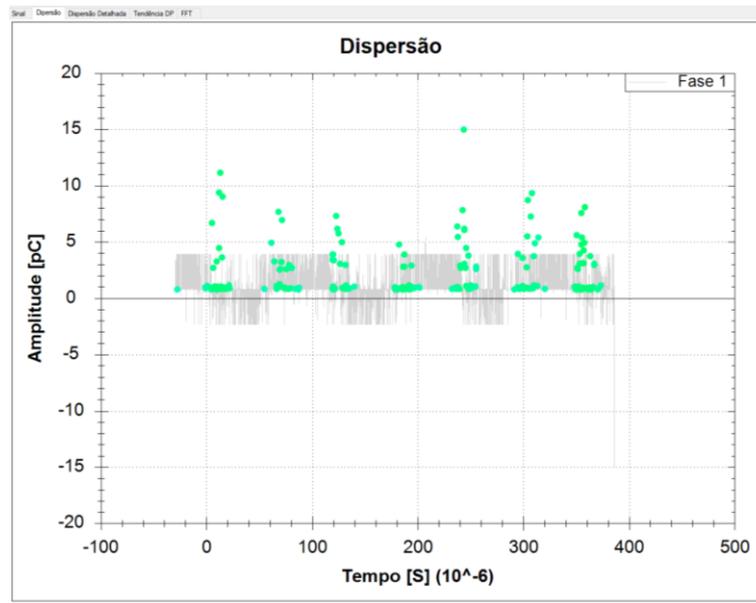


Figura 65 - Mancha de dispersão monofásico de DPs em transformador de corrente ensaiado em laboratório, fonte: próprio autor

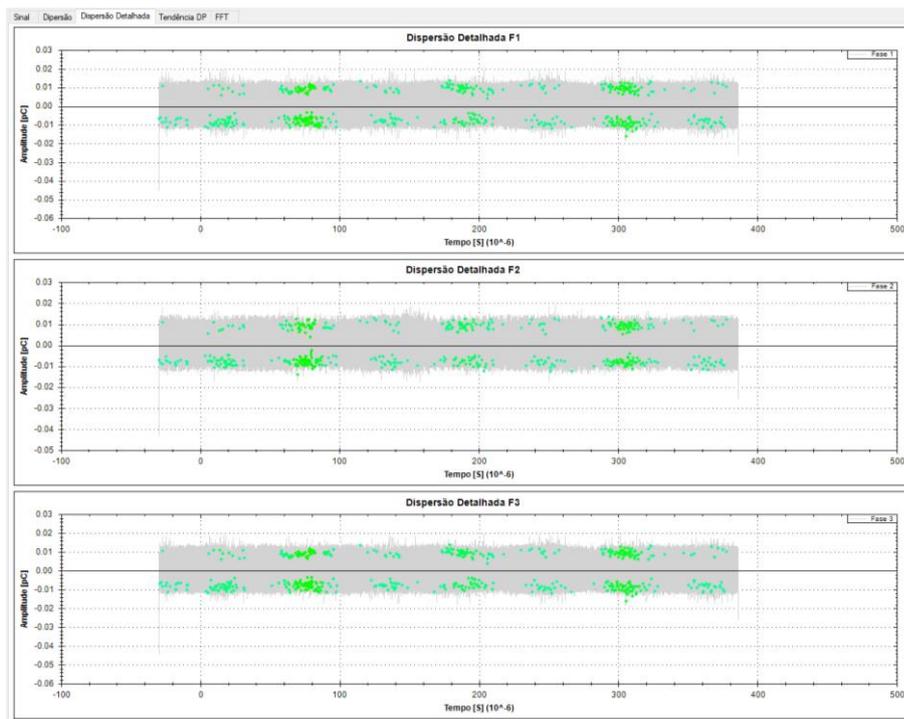


Figura 66 - Mancha de dispersão trifásico de DPs em transformador de corrente ensaiado em campo SE Bauru da CTEEP-ISA, fonte: próprio autor

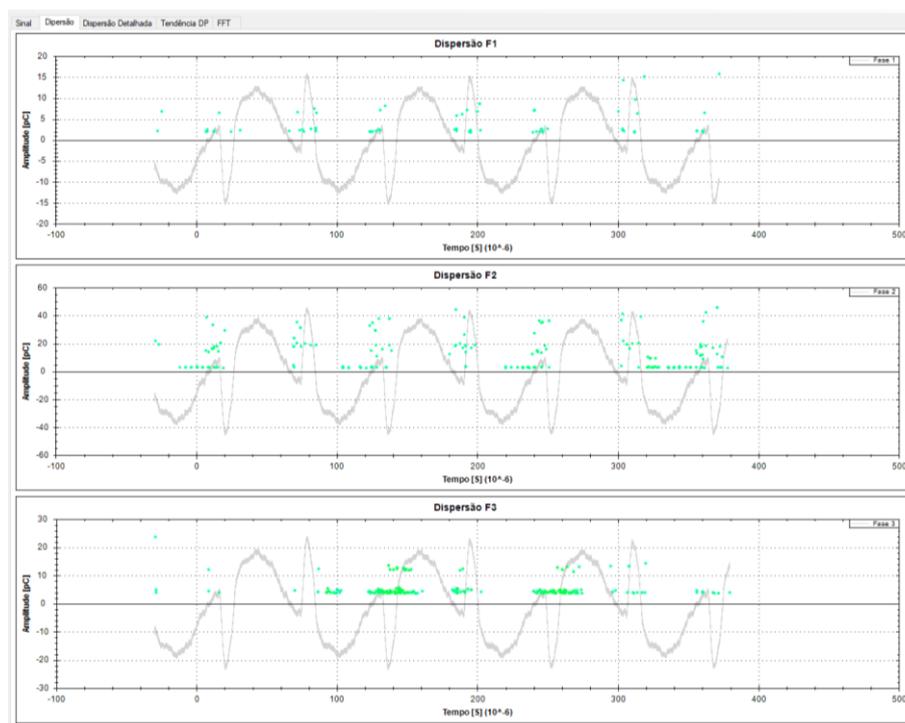


Figura 67 – Localização de DPs sobreposta a corrente de fuga em circuito trifásico de transformador de corrente ensaiado em campo na SE Bauru da CTEEP-ISA, fonte: próprio autor

4.8. Estudo de Caso Três - Para-Raios de Subestação

Através da mesma instrumentação e sistema desenvolvido no item 4.7 objetivou-se a validação das técnicas de medição em dielétricos sólidos. Parte-se do pressuposto que a medição em dielétricos sólidos ocorre com maior intensidade, como motores e geradores, e, portanto, é de mais fácil mensuração. Todavia as medições em para-raios estão propensas a forte influência de ruído ambiental ou contaminação superficial e conseqüentemente das descargas superficiais, pois a amplitude da corrente de fuga é, geralmente, muito pequena.

Sendo assim, por solicitação da Alupar, transmissora de energia, realizou-se uma campanha de medição não intrusiva nos para-raios das subestações para identificar aqueles para-raios em condições de falha proeminente. As grandezas medidas foram:

- Ensaio de corrente de fuga foi utilizado o equipamento True-RMS Fluke 368 FC, da marca fluke. Deve-se tomar um cuidado adicional para o uso da instrumentação adequada a esta medição, compreendendo a faixa de leitura que pode variar de 10 μ A até 1 A e a frequência do sinal, geralmente composto de harmônicos de elevada ordem. Em suma, a utilização de instrumentações que compreendem apenas a frequência fundamental incorrerá em erros de leitura. Ademais a resolução do instrumento é de grande importância, bem como a blindagem dos elementos sensores no ambiente de subestação, ao ser submetida por campos elétrico e magnético induzidos

- A medição de descargas parciais é realizada através de instrumentação desenvolvida nesta tese, contando com um Osciloscópio, sistema de alta frequência e resolução para aquisição de dados e transmissão ao computador industrial. Especificação: Osciloscópio Digital Rohde & Schwarz RTB2004 / 2,5 GSa/s, transformadores de corrente de alta frequência HVPD 3712, da marca M&I Electric e cabos da Rubber Subner RG 58G. Como não foi possível calibrar o pulso de DP, pois implicaria no desligamento do para-raios e injeção de sinais conhecidos, a análise é qualitativa, através das manchas de dispersão dos pulsos apresentados a seguir.
- Para o ensaio de termovisão foi utilizado o equipamento Texto 868, da marca Texto. As medições foram realizadas no período noturno ou com sol encoberto para evitar o reflexo da irradiação solar e erros de leitura pela variação da permissividade em porcelanas vitrificadas.

Dentre todos, destacam-se os resultados da SE Cuiabá, visto na Tabela 9.

Tabela 9 - Coleta de dados dos para-raios da SE Cuiabá, fonte: próprio autor

SE Cuiabá	LT Cuiabá/Nobres (fase A)	LT Cuiabá/Nobres (fase B)	LT Cuiabá/Nobres (fase V)
Fabricante	TE	Areva	TE
Modelo	BOW-B-MDA33228L16E2 M4	VH4	BOW-B-MDA33228L16E2 M4
Ano	2011	2004	2011
Número de Série	105A-4	04.11005/9/6	105A-8
Tensão nominal (Ur)	228 kV	228 kV	228 kV
Tensão de operação contínua (Uc)	182 kV	184 kV	182 kV
Corrente de descarga nominal (In, 8/20 µs)	20 kA	10 kA	20 kA
Classe de descarga de linha de transmissão	4	4	4
Capacidade de absorção de energia – térmica	11 kJ/kV	-	11 kJ/kV
Corrente Res.	-	-	-
Norma	IEC 60099-4	-	IEC 60099-4
Alívio de Pressão	65 kArms	80 kA	65 kArms
Data de entrada de operação	2011	03/07/2019	2011

Os resultados a seguir são referenciados apenas como fase A, fase B e fase V para os respectivos para-raios tabelados acima. A corrente de fuga aferida durante 1 minuto, os valores médios foram: 0,845 mA, 0,595 mA e 1,157 mA. A termovisão dos para-raios pode ser vista nas figuras a seguir. O para-raios da fase A apresentou temperaturas de 28.9 e 28.4°C; para-raios fase B 25.4 e 25.0 °C, para-raios fase V em 24.8 e 24.9°C. Por fim são apresentados os

resultados de medição de descargas parciais e as manchas de dispersão, conforme visto nas Figura 68.

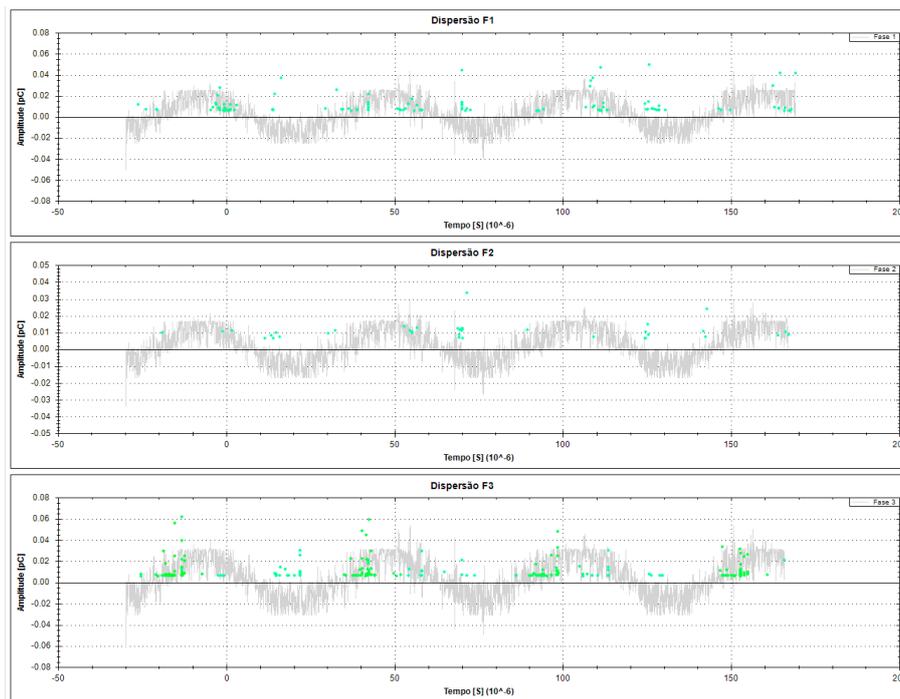


Figura 68 - Manchas de dispersão de DP dos para-raios, SE Cuiabá, fonte: próprio autor

Logo, conclui-se que na SE Cuiabá, corrente de fuga da fase V está levemente superior aos demais para-raios, a medição inclusive é maior do que aquela registrada pelo fornecedor, definida com 1 mA. Este evento é natural, com o envelhecimento do ativo, a corrente de fuga tende a aumentar, logo o valor, mesmo acima, não é alarmante. As medições de termografia revelaram equidade térmica entre as câmaras e pastilhas. Todavia, tanto a transformada no domínio do tempo quanto análise de manchas de dispersão indiciam ocorrência de descarga parcial. A análise, por não ter sido calibrada em termos de amplitude, é qualitativa. Para uma análise quantitativa é necessário a desenergização do para-raios.

Portanto os estudos de caso provaram que a ferramenta de detecção de descargas parciais, tomando os devidos cuidados no condicionamento de sinais, propicia uma ótima análise sobre o efeito de degradação de dielétricos em diferentes equipamentos e sob diferentes materiais.

4.9. Dificuldades inerentes à aplicação em campo

Os principais pontos de dificuldades para aplicação da solução em campo foram:

- Falta de padronização nos *taps* capacitivos das buchas e de desenhos construtivos, pois há versões de diferentes fabricantes, modelos e anos de

produção. Este fato levou a demanda de adaptadores e prolongadores sendo uma dificuldade adicional para instalação e garantia de estanqueidade.

- ausência de espaço para fixação do painel de medição junto ao transformador, uma vez que ele foi adicionado após sua entrada em operação. Conforme destacado no capítulo 4, a colocação do painel deve ser o mais próximo possível dos acopladores evitando a degradação de sinal de DP. Mitigou-se tal fato com a soldagem de suportes junto ao tanque do transformador.
- Simulação computacional demonstrou a degradação de sinal quando não há casamento de impedância do cabo coaxial, mas contribuiu para ampliar a tensão secundária percebida pelo osciloscópio. A opção por não se fazer o acoplamento elevou o custo computacional do programa, todavia permitiu o monitoramento da capacitância e tangente delta da bucha.
- O custo do monitoramento versus medição pontual ainda é um desafio para ativos de valor relativamente baixo, logo os ativos tendem a serem observados em longos intervalos de tempo perdendo a vantagem das medições em tempo real e curvas de tendência.
- Há grande dificuldade para se realizar leituras de corrente de fuga em equipamentos energizados na subestação dada a penetração de ruído externo na mesma faixa de frequência de leitura das DPs
- A presença de bobinas de bloqueio na entrada e saída de linhas refletindo sinais de alta frequência;
- HFCTs tem diferentes bandas de leitura e atenuação em dB, logo é necessário calibrar o instrumento de leitura no domínio da frequência, uma técnica que não é tão difundida na metrologia.
- Alguns TCs e transformadores de potencial indutivo ou capacitivo possuem taps capacitivos, todavia a experiencia laboratorial mostra que este não é um ponto ideal de monitoramento em caso de falhas internas que não reflitam para a armadura.
- A utilização de um transformador de corrente de alta frequência (HFCT), conforme visto no capítulo 3 e fortemente citado por outros autores enfrenta algumas dificuldades, pois alguns objetos de monitoramento, eram aterrados em múltiplos pontos. Este fato além de reduzir a corrente de falha percebida pelo HFCT permite a circulação de corrente superficial da subestação pelos terminais, induzindo erros de leitura.

Capítulo 5

5. Conclusões

5.1. Equipamento de Monitoramento e Aquisição de Sinais

Os equipamentos projetados tiveram operação satisfatória por ter baixa ocorrência de falhas e perda de leituras, elevada repetibilidade durante o incremento do calibrador e por ter indicado assertivamente dois casos de ocorrência de DPs em transformadores, sendo um em laboratório teste e o segundo destacado na distribuidora de energia, durante a sua aplicação de campo, este resultado propiciou a escrita de um artigo para revista Engies, doi: 10.3390/en13174351, conforme visto no Anexo 1. O acoplador capacitivo teve pedido de patente aceito no INPI número: BR 302020004430-4, conforme visto no Anexo 2. A análise através de HFCT também se mostrou de grande valia ao apontar dois equipamentos em falha como o transformador de corrente e o para-raios.

Destaca-se ainda a boa blindagem a interferências eletromagnéticas externas pelo acoplador apresentar corpo totalmente metálico, em alumínio anodizado para prevenção inclusive de oxidações, a utilização de *seal tube* e eletrodutos galvanizados na proteção dos cabos coaxiais. Assim, ruídos irradiados não atingiram a blindagem dos cabos evitando ruído de fundo nos canais de aquisição, fora a ótima proteção mecânica contra choques e raios solares.

O painel totalmente em inox, estanque e sem partes móveis também apresentou bom desempenho pois evita: manutenções, limpeza de filtros e desumidificador ou resistor para evitar formação de orvalho. O ponto negativo é a operação em temperaturas relativamente altas, cerca de 55°C, mas é quase vinte graus abaixo da temperatura máxima de operação dos dispositivos.

Os resultados de ensaios: rotina, impulso atmosférico e impulso de corrente realizado pelos laboratórios atenderam os requisitos normativos de suportabilidade. Para os ensaios de rotina e impulso atmosférico o acoplador se comportou-se de forma ótima por não apresentar qualquer sinal de falha ou indício de falha nos testes, não degradou a capacidade de isolamento da bucha e teve operação nominal antes e depois do impulso. Já para os impulsos de corrente a proteção de primeiro nível atuou até 15 kA conforme projeto, em amplitudes maiores o centelhador passou a conduzir a corrente de surto até 40 kA quando os terminais de acoplamento passaram a operar como um centelhador natural. Este último resultado se constituiu em um ganho excepcional pois, a princípio, a geometria escolhida objetivava manter uma resposta em frequência coerente e compatível com o fenômeno monitorado e não funcionar como um centelhador.

Devido ao exposto pode-se considerar que o conjunto como um todo teve um comportamento compatível com as expectativas mesmo sendo essa as primeiras aplicações em campo. Todavia, teve-se que projetar uma placa auxiliar atuando como função de observabilidade de comunicação dado que o conjunto computador e osciloscópio apresentavam falhas inesperadas após semanas de operação. A placa possui uma entrada auxiliar que verifica a comunicação entre dispositivos e aciona dois relés para restaurar a alimentação entre o

computador e o osciloscópio. Com essa nova placa os problemas de perda de conexão foram resolvidos. Entretanto esse é um ponto que ainda deve ser objeto de investigações e aperfeiçoamentos. Destaca-se que as falhas foram simuladas em laboratório para aperfeiçoamento do algoritmo. Durante o processo de confecção dos testes em laboratório, foram feitas algumas hipóteses, mas estas não incluíram eventos ocorridos em campo o que demandou a inclusão de mais essa placa no sistema

5.2. Programa de Processamento e Envio de Dados

O programa desenvolvido na aquisição de dados sobre descargas parciais no sistema de isolamento dos transformadores de potência instalados em campo foi eficiente conforme demonstrado os testes de laboratório, dados de calibração e estudo de caso. O principal ponto de melhoria para as próximas versões é a utilização de um algoritmo único que perfaça a ótima velocidade de processamento na linguagem em Python®, com tempo total de processamento inferior a 500 ms, com uma boa interface gráfica para o usuário, visto no código em C#.

O código fonte desenvolvido em C# é factível de comercialização por ter interface amigável, ser compatível com ambiente Windows® e ser de fácil utilização, já aquela em Python® integra a solução de monitoramento de DP que está em processo de proteção via INPI. Atualmente o programa em C#, desenvolvido no âmbito desta tese, está aplicado em mais de 14 subestações, 10 laboratórios de ensaios e 5 instrumentos portáteis até a publicação deste trabalho.

Ao longo desta tese foram feitas melhorias frente ao tratamento de erros, perda comunicação, colapso de memória por enfileiramento de pacotes e falhas inesperados superação de memória. Também se acrescentaram várias funções de: observabilidade, encerramento de processos em caso de travamento, gráficos e execução de relatório para o usuário final.

O código passou por diversas revisões no processo de filtragem de sinais afim de contemplar um tempo de processamento total inferior a 200 ms. Tal tempo é importante na percepção do usuário quanto ao travamento e na manutenção das variáveis atualizadas para o protocolo DNP 3.0. As operações de processamento foram divididas em diversos serviços paralelos para reduzir o tempo total de análise.

5.3. Estudos de Caso

O estudo de caso demonstrou que a ocorrência de DP pode sensibilizar mais de um instrumento de monitoramento. Tal fato é essencial para balizar a opção de retirada de operação de um equipamento complexo e de alto custo como um transformador de potência, pois existe o receio da equipe técnica quanto aos instrumentos apresentem falso positivo. Uma escolha

errônea, além de invalidar os sensores, causam grandes prejuízos para a empresa mantenedora do ativo. Contudo uma escolha assertiva evita a falha do ativo e desligamento dos clientes.

Os resultados também apontaram para um padrão de sinais que acusa a ocorrência de DPs em situações iniciais. Estes resultados serão utilizados como referência para orientar diagnósticos de fenômenos similares. O padrão de sinais acumulado de diversos transformadores por longos períodos criam subsídios na elaboração de algoritmos baseados em inteligência artificial. Sendo assim a estruturação de um banco de dados é essencial para os trabalhos subsequentes.

5.4. Trabalhos Futuros

Apesar dos resultados positivos obtidos, a percepção pelo usuário final pode ser desfocada frente a enorme quantidade de ativos a serem monitorados e priorizados. Portanto, propõe-se que seja feito uma investigação sobre um sistema de priorização de manutenção pautado na condição indicada pelos sensores existentes e criticidade deste ativo para o impacto financeiro do negócio. Tal priorização deve levar em consideração os alarmes, sensores, algoritmos e índice de criticidade criando uma classificação de ativos e contribuindo para orientar as equipes de manutenção.

Referências Bibliográficas

- [1] DNP, “<https://www.dnp.org/About/Overview-of-DNP3-Protocol>,” 2020. [Online].
- [2] A. Christina, M. Salam, Q. Rahman, F. Wen, S. P. Ang e W. Voon, Causes of Transformer Failures and Diagnostic Methods – A Review, *Renew: Sustain. Energy*, 2018, pp. 82, 1442-1456.
- [3] D. Wang, L. Zhou, C. Dai, L. Guo e W. Liao, “Insulation Defect Diagnostic Method for OIP Bushing Based on Multiclass LS-SVM and Cuckoo Search,” *IEEE Transaction Instrument Meas*, pp. 163-172, 2019.
- [4] N. 5. ABNT, *ABNT NBR 5356. Transformador de Potência.*, ABNT, 2007.
- [5] S. CHAKRAVORTI, D. DEY e B. CHATTERJEE, Recent trends in the condition monitoring of transformers, London, UK: Power Systems Springer-Verlag, 2013.
- [6] W. H. TANG e Q. H. WU, Condition monitoring and assessment of power transformers using computational intelligence, Springer Science & Business Media, 2011.
- [7] J. Lienig e H. Bruemmer., “Fundamentals of Electronic Systems Design,” Springer International Publishing, 2017, p. 54.
- [8] M. Islam, G. Lee e S. Hettiwatte, “A Review of Condition Monitoring Techniques and Diagnostic Tests for Lifetime Estimation of Power Transformer,” *Electr. Eng*, 2018, pp. 581 - 605.
- [9] C. IEEE, *IEEE C57.143-2012 - IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components*, IEEE Power and Energy Society, 2012.
- [10] Cigrè. , *Transformer Bushing Reliability. Technical Brochures*, Cigrè, 2019.
- [11] M. Meira, C. Ruschetti, R. Álvarez e C. Verucchi, “Power Transformers Monitoring Based on Electrical Measurements: State of the Art,” *IET Gener. Transm. Distrib*, pp. 2805-2815, 2018.
- [12] “Products & Services Energy Power transmission Transformers Power Transformers,” 08 2020. [Online]. Available: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/high-voltage/transformers/power-transformers.html>.

- [13] J. FUHR e T. ASCHWANDEN, "Identification and localization of PD-sources in power-transformers and power-generators," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, pp. pag. 17-30, 2017.
- [14] 6. IEC, *IEC 60270, High-voltage test techniques—Partial discharge measurements.*, IEC, 2000.
- [15] "IEEE std C57.104 – Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.," *IEEE*, 2019.
- [16] G. M. F. FERRAZ, *Proposta de um Modelo de Circuito Equivalente para Representação em Banda Larga de Transformadores de Distribuição*, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.
- [17] *IEEE std C57.143. Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components.*, IEEE, 2012.
- [18] D. d. M. BRUNINI, *Localização de descargas parciais em transformadores de potência por meio de sistemas inteligentes e emissão acústica*, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", 2017.
- [19] *IEEE Std 1434 - Guide for the Measurement of Partial Discharges in AC Electric Machinery*, IEEE, 2000.
- [20] C. H. B. AZEVEDO, *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.*, Goiania: Universidade Federal de Goiás., 2009.
- [21] *IEEE Std C57.113. IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors*, IEEE, 2010.
- [22] K. Firuzi, M. Vakilian, B. Phung e T. Blackburn, "Transformer Components Impact on Compatibility of Measured PDs: Comparison of IEC60270 and RF Methods," *High Volt*, pp. pag 33-40, 2019.
- [23] S. KARMAKAR e H. KALATHIRIPI, "Study of partial discharge activity in oil filled needle-plane electrode using acoustic emission technique and its effect on dielectric liquid. In: Dielectric Liquids (ICDL)," *IEEE 19th International Conference on. IEEE*, pp. pag 1-4, 2017.
- [24] G. Ma, H. Zhou, M. Zhang, C. Li, Y. Yin e Y. Wu, "A High Sensitivity Optical Fiber Sensor for GIS Partial Discharge Detection.," *IEEE Sens*, pp. pag. 9235-9243, 2019.

- [25] R. SCHWARZ, M. MUHR e S. PACK, "Partial discharge detection in oil with optical methods. In: Dielectric Liquids,," *IEEE International Conference on. IEEE, 2005*, pp. p. 245-248, 2005.
- [26] Y. GUTNIK, *Estudo dos Piezelétricos na Detecção de Descargas Parciais.*, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo., 2014.
- [27] ABB, "Transformer Monitoring System: TEC System," 2013.
- [28] G. G. Solutions., "MS 3000 - Holistic Transformer Monitoring Solution.," 2018.
- [29] G. G. Solutions., "TRANSFIX DGA 500.," 2019.
- [30] G. G. Solutions., "Intellix BMT 330.," 2019.
- [31] Omicron, "MPD 600 - High-end partial discharge measurement and analysis system.," 2012.
- [32] QUALITROL, "Qualitrol QTMS – Transformer Monitoring System.," 2018.
- [33] SEL, "SEL-487E Relé de Proteção de Transformadores.," 2019.
- [34] Siemens, "Siemens TMDS™ transformer monitoring and diagnostic system.," 2019.
- [35] S. V. KULKARNI e S. A. KHAPARDE, *Transformer engineering: design, technology, and diagnostics.*, CRC Press., 2016.
- [36] U. FUANGSOONGNERN, W. PLUEKSAWAN e K. TIKAKOSOL, "A measurement technique to identify and locate partial discharge in transformer with AE and HFCT.," *Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, pp. p. 108-113, 2014.
- [37] A. T. e. a. CARVALHO, " A new methodology for the evaluation of the influence of discrete spectral interference on partial discharge measurements in the field.," *IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, pp. pg. 547-550, 2016.
- [38] B. G. KARTHIK, C. S. KAVYA e P. KUNDU, "Analysis of electric stress and partial discharge ultra high frequency signal. In: Condition Assessment Techniques in Electrical Systems," *3rd International Conference on. IEEE*, pp. p. 202-207, 2017.
- [39] H. E. ROJAS, M. C. FORERO e C. A. CORTES, "Application of the local polynomial Fourier transform in the evaluation of electrical signals generated by partial discharges in distribution transformers.," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, pp. p. 227-236, 2017.

- [40] N. N. e. a. ALI, "Classification and localisation of multiple partial discharge sources within a high voltage transformer winding.," *IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, pp. p. 519-522, 2016.
- [41] B. A. e. a. CASTRO, "Low Cost System for Partial Discharge Monitoring in Power Transformers by Piezoelectric Sensors," *IEEE Latin America Transactions*, pp. p. 3225-3231, 2016.
- [42] T. e. a. JIAGUI, "A system using fluorescent fiber for partial discharge detection in transformer. In: High Voltage Engineering and Application," *IEEE International Conference on IEEE.*, pp. p. 1-4, 2016.
- [43] M. A. RAHMAN, P. L. LEWIN e P. RAPISARDA, "Comparative study of partial discharge localisation techniques within transformer windings.," *Electrical Insulation Conference (EIC)*, pp. p 81-84, 2015.
- [44] R. ROSTAMINIA, M. SANIEI e M. VAKILIAN, "Effects of transformer core modeling on Partial Discharge current pulses simulation accuracy," *Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*, pp. p. 664-667, 2015.
- [45] M. KAŠKA, "Experience with monitoring and location of partial discharges inside of high voltage oil power transformers," *Diagnostic of Electrical Machines and Insulating Systems in Electrical Engineering (DEMISEE)*, pp. p. 56-59, 2016.
- [46] Y. e. a. TIAN, "Locating partial discharge source occurring on transformer bushing by using the improved TDOA method.," *Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, pp. p. 144-147, 2016.
- [47] N. N. ALI, P. RAPISARDA e P. L. LEWIN, "Multiple partial discharge source discrimination in a high voltage transformer winding.," *Electrical Insulation Conference (INSUCON)*, pp. p. 1-6, 2017.
- [48] J. A. e. a. TORRES-ARIAS, "Measurement of internal partial discharges in dielectric oils by applying the electrical method.," *Power, Electronics and Computing (ROPEC), 2017 IEEE International Autumn Meeting*, pp. p. 1-6, 2017.
- [49] F. e. a. ÁLVAREZ, "Partial discharge experiences in HV grids applying wideband measurements.," *High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, pp. p. 1-5, 2014.
- [50] S. TENBOHLEN, M. BELTLE e M. SIEGEL, "PD monitoring of power transformers by UHF sensors.," *Electrical Insulating Materials (ISEIM), 2017 International Symposium on IEEE.*, pp. p. 303-306, 2017.
- [51] G.-J. e. a. ZHANG, "Separation of multiple partial discharge sources in power transformer.," *High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS), 2017 International Conference on IEEE.*, pp. p. 12-17, 2017.

- [52] N. N. ALI, P. RAPI SARDA e P. L. LEWIN, "Separation of multiple partial discharge sources within a high voltage transformer winding using time frequency sparsity roughness mapping.," *Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), 2016 International Conference on. IEEE*, pp. p. 230-233, 2016.
- [53] J. Fuhr e T. Aschwanden, "Identification and Localization of PD-Sources in Power-Transformers and Power-Generators.," *IEEE Trans. Dielect. Electr. Insul.* , pp. p. 17-30, 2017.
- [54] M. e. a. MEIRA, "Power transformers monitoring based on electrical measurements: state of the art.," *IET Generation, Transmission & Distribution* , pp. pag. 2805-2815, 2018.
- [55] H. e. a. FIRUZI, "A Hybrid Transformer PD Monitoring Method Using Simultaneous IEC60270 and RF Data.," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2019.
- [56] ABB, "library.e.abb.com/," 2010. [Online]. Available: [https://library.e.abb.com/public/e573e1ab211bb334c1257b130057e71b/\(GOB\)%201ZSE%202750-102%20en%20Rev%207c.pdf?filename=\(GOB\)%201ZSE%202750-102%20en%20Rev%207c.pdf](https://library.e.abb.com/public/e573e1ab211bb334c1257b130057e71b/(GOB)%201ZSE%202750-102%20en%20Rev%207c.pdf?filename=(GOB)%201ZSE%202750-102%20en%20Rev%207c.pdf).
- [57] F. G. N. CRUZ, *Aplicação de Filtros para sistema auto sintonia modificada para*, Universidade Federal de Campina Grande, 2014.
- [58] M. A. COLOGNI, *Estudo e avaliação de metodologias de autossintonia de controladores pid visando uma implementação em controlador industrial*, Universidade Federal de Santa Catarina, 2018.
- [59] N. PERIĆ, I. BRANICA e I. PETROVIĆ, "Modification and application of autotuning pid controller.," *Proceedings of the 8th IEEE Mediterranean Conference on Control and Automation (MED 2000) Rio Patras*, 2000.
- [60] G. L. Matthaei e L. a. J. E. M. T. Young, *Microwave Filters, Impedance-Matching Networks, and Coupling Structures*, McGraw-Hill, 1964.
- [61] S. R. Bianchi G., "Electronic filter simulation & design.," McGraw-Hill Professional, 2007, pp. 17-20.
- [62] "International Electrotechnical Commission (IEC), High-Voltage Test Techniques — Partial Discharge Measurements; Technical Report No. IEC 60270," *International Electrotechnical Commission (IEC): Geneva, Switzerland*, 2000.