



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

THOBIAS ANTÔNIO CÂNDIDO PEREIRA

**Técnica de detecção optoacústica de descargas
parciais em transformadores de potência
isolados a óleo**

NITERÓI

2021

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

THOBIAS ANTÔNIO CÂNDIDO PEREIRA

**Técnica de detecção optoacústica de descargas parciais em
transformadores de potência isolados a óleo**

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

Orientador:

Prof. Henrique de Oliveira Henriques, D.Sc.

NITERÓI

2021

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

P436t Pereira, Thobias Antônio Cândido
Técnica de detecção optoacústica de descargas parciais em transformadores de potência isolados a óleo / Thobias Antônio Cândido Pereira ; Henrique de Oliveira Henriques, orientador. Niterói, 2021.
105 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2021.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2021.m.14588459740>

1. Eletricidade. 2. Isolamento elétrico. 3. Acústica. 4. Óptica. 5. Produção intelectual. I. Henriques, Henrique de Oliveira, orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. III. Título.

CDD -

THOBIAS ANTÔNIO CÂNDIDO PEREIRA

TÉCNICA DE DETECÇÃO OPTO-ACÚSTICA DE DESCARGAS PARCIAIS EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ISOLADOS A ÓLEO”

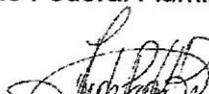
Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.
Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovado em 28 de maio de 2021.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Henrique de Oliveira Henriques - Orientador
Universidade Federal Fluminense - UFF

 SIAPE 310566

Prof. Dr. Andrés Pablo Lopez Barbero
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Heraldo Luis Silveira de Almeida
Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Niterói
2021

*Dedico este trabalho em homenagem à minha Mãe,
e a todos que lutam contra doenças graves e crônicas,
que não lhes falte esperança.*

Atos 4:12

Agradecimentos

Presto agradecimentos às entidades Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A (Eletronorte) e Engie Brasil Energia, pelo financiamento do projeto P&D PD-00372-9986/2019 “DESENVOLVIMENTO DO LOTE PIONEIRO DO SISTEMA INTELIGENTE DE MONITORAMENTO DE DESCARGAS PARCIAIS PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA” cujo trabalho é derivado.

Gostaria de expressar respeitosamente minha gratidão ao Prof. Henrique de Oliveira Henriques, pela confiança a mim dada em conduzir esse trabalho e por ter me dado a oportunidade em participar desse projeto de pesquisa. Agradeço também ao Prof. Andrés Pablo López Barbero e Prof. Heraldo Luis Silveira de Almeida, que compõem a banca avaliadora, pela paciência e possíveis contribuições. A formação dos professores reflete o conhecimento agregado ao trabalho e a seriedade das instituições envolvidas.

Agradeço a colaboração de Prof. Andrés Pablo López Barbero e Prof. Vinicius Nunes Henrique Silva na participação do projeto e aos demais da equipe do Laboratório de Comunicações Óticas (LaCOP), pela ajuda no desenvolvimento do sensor óptico utilizado no trabalho.

Agradeço ao corpo docente do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, da Universidade Federal Fluminense, em especial ao Prof. Ricardo Marques Ribeiro, pelos conhecimentos obtidos nas disciplinas de Fibras Óticas Poliméricas, e Óptica Moderna, e Prof. Andrés Pablo López Barbero, na disciplina de Fotônica Computacional, que ajudaram na compreensão dos conceitos abordados.

Agradeço a amizade e apoio dado pelos colaboradores da Tracel, em especial a Carlos Alberto Meireles Falkenbach e Hugo Villela de Miranda; pela confiança a mim dada e os investimentos dispendidos ao projeto, cujos desafios apresentados e decisões dadas contribuíram em muito na minha formação e amadurecimento como profissional. Agradeço aos engenheiros Fábio de Oliveira Ferreira e Eder Luiz de Mello pela participação no projeto e coordenação das atividades da equipe.

Agradeço a minha família por todos os sofrimentos associados em ter um filho longe de casa, por terem me ajudado a correr atrás dos meus sonhos e ser uma pessoa mais feliz. Agradeço à minha namorada pela compreensão e paciência nessa etapa dos meus estudos, por sua alegria e carinho, e pela inspiração em persistir visando um futuro promissor.

Agradeço, sobretudo, a Deus, por Seu Amor abundante e persistente, que age na minha vida todos os dias e faz das pessoas instrumentos para espalhar graça e misericórdia.

Resumo

A manutenção preditiva de ativos do setor elétrico, entre outras técnicas de gestão, tem ganhado espaço onde modelos matemáticos são alimentados por dados de parâmetros de operação monitorados, permitindo investimentos mais eficientes e grande redução no risco de falhas e paradas não planejadas. O trabalho propõe uma técnica preditiva de detecção de descargas parciais em transformadores de potência isolados a óleo baseada em um sensor optoacústico, possibilitando obter métricas baseadas em localização, frequência e intensidade de descargas parciais, eventos que indicam a degradação do fluído isolante. Através de uma revisão de literatura e estado da arte, foi possível analisar e considerar as condições de surgimento e diferentes técnicas disponíveis para detecção de descargas parciais, a fim de desenvolver um sistema de detecção baseado em técnicas de emissão acústica, através dos sensores ópticos construídos e algoritmos numéricos de processamento utilizados para obter a localização do evento e otimização espacial da técnica. Os resultados indicam a plausibilidade e viabilidade da técnica, habilitando a tecnologia para ser explorada para o monitoramento preditivo de transformadores de potência isolados a óleo e análise de vibração de outros ativos nos setores elétrico, de petróleo e industrial.

Palavras-chaves: detecção de descargas parciais, técnica de emissão acústica, sensor optoacústico, transformadores de potência isolados a óleo.

Abstract

Predictive maintenance in energy sector assets has gained prestige, among the many management techniques, where mathematical models are fed by monitored operation sensor data, allowing more efficient investments and great reduction in the risk of failures and unplanned downtime. This work proposes a predictive technique for partial discharge detection in oil-isolated power transformers based on an optoacoustic sensor, making it possible to obtain metrics based on the location, frequency and intensity of partial discharges, events that indicate degradation of the insulating fluid. Through an extensive review of the literature and state of the art, conditions of emergence and different techniques available for detecting partial discharges were analyzed and considered, in order to develop a detection system based on the acoustic emission technique through the constructed optical sensor and iterative processing algorithms used to obtain the location of the event and spatial optimization of the technique. The results indicate the plausibility and feasibility of the technique, enabling the technology to be explored for the predictive monitoring of power transformers with oil insulation and vibration analysis of other assets in the electrical, oil and industrial sectors.

Keywords: partial discharge detection, acoustic emission technique, optical-acoustical sensor, power transformers with oil insulation.

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Relação entre amplitude e frequência para minimizar erros de integração para sistemas de medição de faixa larga, adaptado de IEC 60270:2000..... | 19 |
| Figura 2 – Dispositivo de acoplamento (CD) em série com o capacitor de acoplamento, fonte: IEC 60270:2000..... | 22 |
| Figura 3 – Esquema básico de transformador de potência isolado a óleo, adaptado de (R. Murugan, R. Ramasamy; 2019)..... | 25 |
| Figura 4 – Componentes principais de um transformador de potência, adaptado de (Engineering360, 2018)..... | 26 |
| Figura 5 – Esquema de triângulo de Duval para análise de gases dissolvidos (Electric Energy Online, 2015)..... | 31 |
| Figura 6 – Esquemas de acoplamento no ponto neutro: (a) NCT, (b) NCC. (Y. Luo et al., 2017)..... | 32 |
| Figura 7 – Sensor de UHF comercial, instalado no dreno do transformador a óleo (OMICRON)..... | 34 |
| Figura 8 – Forma de onda de descarga parcial no domínio do tempo de uma descarga parcial típica, tensão em mV por tempo em μ s (IEEE C57.127:2018)..... | 36 |
| Figura 9 – Sinal de DP elétrico e três sinais acústicos, fonte: (IEEE C57.127:2018)..... | 37 |
| Figura 10 – Desenho esquemático dos caminhos diretos das ondas acústicas após evento de descarga parcial..... | 44 |
| Figura 11 – Ângulo de abertura para a propagação de uma onda acústica no interior do tanque..... | 45 |
| Figura 12 – Fonte de DP profunda, trajetória do sinal e localização assumida, fonte: (IEEE C57.127:2018)..... | 47 |
| Figura 13 – Posicionamento de sensores inferior a cada bucha para transformador trifásico, adaptado de (IEEE C57.127:2018)..... | 50 |
| Figura 14 – Descarga parcial (a) no domínio do tempo; e (b) no domínio da frequência (Shaker, Y; 2019)..... | 53 |
| Figura 15 – Exemplo de análise de tempo-frequência de emissão acústica de uma descarga parcial artificial ponto-plano (M. Kunicki; 2020)..... | 54 |
| Figura 16 – Descargas parciais rastejantes (creeping) em óleo isolante de transformadores de potência (IEEE C57.113:2010)..... | 56 |
| Figura 17 – Descargas parciais devido à presença de bolhas (vazios) em óleo isolante de transformadores de potência (IEEE C57.113:2010)..... | 57 |
| Figura 18 – Visão esquemática da propagação de ondas acústicas dentro do modelo simplificado..... | 59 |
| Figura 19 – Método para medir o tempo de propagação de uma descarga parcial (Phung, Blackburn et al; 2001)..... | 59 |
| Figura 20 – Espaço de propagação simplificado, tanque retangular sem reflexões..... | 61 |
| Figura 21 – Esquema de diferenças de tempo em relação a origem da descarga..... | 62 |
| Figura 22 – Forma de onda do sinal acústico simulado..... | 66 |
| Figura 23 – Método para localização da descarga parcial através das duas componentes (Phung, Blackburn et al; 2001)..... | 72 |
| Figura 24 – Comportamento teórico da luz modelada como raios, campos próximos ao longo de uma fibra óptica, fonte (POF Handbook; 2008)..... | 74 |
| Figura 25 – Comparação entre fibras de perfis de degrau e gradual, respectivamente, visões transversal e longitudinal de cada tipo (POF Handbook, 2008)..... | 74 |
| Figura 26 – Conversão de modos em curvaturas..... | 75 |

| | |
|---|-----|
| Figura 27 – Acoplamento modal causada por imperfeições na interface núcleo-casca (POF Handbook; 2008)..... | 75 |
| Figura 28 – Emissão speckle presente em fibras ópticas multimodo, excitação com fonte laser a 650 nm (POF Handbook, 2008)..... | 76 |
| Figura 29 – Modelo sistemático para estrutura SMS (monomodo–multimodo–monomodo), configuração transmissiva..... | 77 |
| Figura 30 – Propagação da luz em um guia de ondas planar, simulação pelo método BPM. . . | 78 |
| Figura 31 – Simulação de intensidade óptica com trecho de 10 cm de fibra multimodo de índice gradual, eixos idealmente alinhados..... | 79 |
| Figura 32 – Simulação de fibra multimodo de índice gradual, eixos desalinhados por 7 μm . . | 80 |
| Figura 33 – Simulação de fibra multimodo de índice gradual, eixos desalinhados por 20 μm | 80 |
| Figura 34 – Simulação de intensidade óptica com trecho de 10 cm de fibra multimodo de índice degrau, eixos idealmente alinhados..... | 81 |
| Figura 35 – Simulação de fibra multimodo de índice degrau, eixos desalinhados por 18 μm . . | 81 |
| Figura 36 – Montagem de circuito óptico..... | 82 |
| Figura 37 – Sensor fabricado com fibra óptica..... | 83 |
| Figura 38 – Cuba de geração de descargas artificiais..... | 84 |
| Figura 39 – Circuito gerador de arcos..... | 84 |
| Figura 40 – Configuração de eletrodos utilizados, do tipo ponto-plano..... | 84 |
| Figura 41 – Fotodiodo (esquerda) e montagem para polarização elétrica do fotodiodo (direito)..... | 85 |
| Figura 42 – Detector amplificado PDA10CS, com ganho comutável através de uma chave rotativa lateral..... | 85 |
| Figura 43 – Sinal optoacústico vinda do arco gerado..... | 86 |
| Figura 44 – FFT da assinatura do arco antes (a) e depois (b) de ser gerado..... | 86 |
| Figura 45 – Experimento de 4 canais para testar algoritmo de localização..... | 87 |
| Figura 46 – Defasamento entre os sinais acústicos do arco gerado..... | 87 |
| Figura 47 – Determinação do tempo de início pelo critério de energia, adaptado de (IEEE C57.127:2018)..... | 88 |
| Figura 48 – Cuba modelada, posicionamento dos sensores e gerador de arcos durante o experimento..... | 89 |
| Figura 49 – Diagrama dos sinais (azul) conforme o canal e critério aplicado (vermelho)..... | 89 |
| Figura 50 – Determinação dos tempos para o algoritmo de localização..... | 90 |
| Figura 51 – Montagem para estimar a carga do arco gerado..... | 104 |
| Figura 52 – Forma de onda da tensão medida sobre o resistor de 10 Ω | 105 |

Lista de Tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Principais componentes de um transformador de alta tensão e falhas associadas (OMICRON)..... | 27 |
| Tabela 2 – Comparação entre as técnicas elétrica e acústica para detecção de sinais de DPs, adaptado de (IEEE C57.127:2018)..... | 38 |
| Tabela 3 – Diferenças entre detecção de DPs acusticamente em ambiente de fábrica ou em campo, adaptado de IEEE C57.127:2018..... | 49 |
| Tabela 4 – Coordenadas dos sensores posicionados durante o teste..... | 87 |
| Tabela 5 – Coordenadas da fonte geradora de arcos durante os testes..... | 88 |
| Tabela 6 – Resultados na obtenção dos tempos de propagação..... | 90 |
| Tabela 7 – Resultados da aplicação do algoritmo de localização..... | 90 |

Lista de Abreviaturas e Siglas

| | |
|--------|---|
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| AT | Alta tensão |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| BT | Baixa Tensão |
| cm | Centímetro |
| DP | Descarga Parcial |
| EA | Emissão Acústica |
| FFT | Transformada de Fourier Rápida |
| IEC | Comissão Eletrotécnica Internacional |
| IEEE | Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos |
| NBR | Norma Brasileira |
| pC | Picocoulombs |
| PHM | Gestão de Prognósticos e Saúde (de equipamentos) |
| PPGEET | Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de |

Telecomunicações

| | |
|------|---|
| PRPD | (Diagrama de) Descargas Parciais Resolvidas em Fase |
| RF | Radiofrequência |
| RUL | Vida Útil Remanescente |
| SNR | Razão Sinal-Ruído |
| TDOA | Diferença de Tempo por Chegada |

Sumário

| | | |
|-------|--|-----|
| 1 | Introdução..... | 14 |
| 1.1 | Motivação..... | 14 |
| 1.2 | Objetivos..... | 16 |
| 1.3 | Estrutura do Trabalho..... | 17 |
| 1.4 | Aviso..... | 17 |
| 2 | Revisão bibliográfica sobre a detecção de descargas parciais..... | 18 |
| 2.1 | Bibliografia sobre descargas parciais..... | 18 |
| 2.2 | Descargas Parciais..... | 20 |
| 2.3 | Transformadores isolados a óleo..... | 25 |
| 2.3.1 | Isolamento Elétrico..... | 28 |
| 2.4 | Técnicas de detecção de falhas no isolamento elétrico..... | 30 |
| 3 | Parâmetros avaliados na detecção acústica de descargas parciais..... | 53 |
| 3.1 | Banda no domínio da frequência e tempo-frequência..... | 53 |
| 3.2 | Intensidade e ocorrência dos pulsos..... | 56 |
| 3.3 | Localização..... | 58 |
| 4 | Construção de sensor optoacústico aplicável na detecção de descargas parciais..... | 73 |
| 4.1 | Literatura sobre sensores ópticos de vibração..... | 73 |
| 5 | Desenvolvimento de sistema para detecção optoacústica de descargas parciais..... | 82 |
| 5.1 | Metodologia..... | 82 |
| 5.2 | Montagem experimental..... | 82 |
| 5.3 | Aquisição e processamento de sinais acústicos..... | 85 |
| 5.4 | Resultados de aplicação dos algoritmos..... | 88 |
| 6 | Discussão e Conclusões..... | 92 |
| 6.1 | Trabalhos Futuros..... | 94 |
| 7 | Bibliografia e referências..... | 96 |
| 7.1 | Livros..... | 96 |
| 7.2 | Documentos Normativos..... | 96 |
| 7.3 | Artigos Científicos..... | 97 |
| 7.4 | Trabalhos Acadêmicos..... | 99 |
| 7.5 | Outros..... | 99 |
| | Apêndice A – Algoritmo de localização..... | 101 |
| | Apêndice B – Algoritmo para obtenção do tempo de recepção por sensor..... | 104 |
| | Apêndice C – Estimativa da intensidade do arco gerado em óleo..... | 105 |

1 Introdução

O objetivo principal do trabalho é desenvolver uma técnica de detecção de descargas parciais em transformadores de potência, isolados a óleo, baseada em sensores optoacústicos, que utiliza como meio de transmissão de sinal ondas de luz moduladas por ondas acústicas incidentes ao sensor. Essa técnica possibilitará obter métricas para avaliar o funcionamento de transformadores baseadas em parâmetros medidos, entre eles, localização, frequência e intensidade de descargas parciais ocorridos no fluido de isolamento durante o funcionamento do equipamento.

A metodologia seguida se resume nos seguintes pontos:

- Através de uma revisão de literatura e estado da arte, analisar e considerar as condições de surgimento e diferentes técnicas disponíveis para detecção de descargas parciais;
- Fabricar e caracterizar os sensores optoacústicos estudados através de simulações a serem utilizados para detecção de descargas parciais;
- Desenvolver sistema de detecção para captura do sinal no domínio do tempo e processamento da localização através de algoritmos numéricos, considerando características do fluido isolante e a propagação de ondas acústicas entre o evento de descarga parcial e a posição que os sensores estão localizados;
- Discutir eficácia da técnica, suas vantagens e dificuldades encontradas.

1.1 Motivação

Para garantir produtividade nos setores industriais, é crucial que se mantenha equipamentos disponíveis, reduzindo o risco de falhas e paradas não planejadas. Para tanto, (A. Kardec, J. Nascif; 2001) recomenda que é preciso ter uma visão de gestão estratégica da manutenção, envolvendo conhecimento integrado das atividades de uma empresa e dos equipamentos.

Uma solução cada vez mais adotada é a manutenção preditiva (PdM), onde modelos são alimentados por dados de parâmetros de operação monitorados, permitindo uma gestão de ativos mais eficiente e economicamente viável. De acordo com (W. Zhang et. al.; 2019), a estratégia preditiva já permitiu avaliar a degradação de desempenho em equipamentos, alcançando metas de políticas de falha-zero, máxima segurança e poluição-zero.

Paradigmas associados à manutenção preditiva são Smart Manufacturing (P. O'Donovan, et. al., 2015); Indústria 4.0 (T. Zonta et. al., 2020); Big Data (C. Lee et. al., 2017); Gestão de Prognóstico e Saúde de equipamentos (Prognostic and Health Management – PHM) (F. Calabrese, et. al. 2021), em que se tenta prever e perceber as condições dos equipamentos e Vida Útil Remanescente (Remaining Useful Life - RUL) para diagnosticar e avaliar falhas, desse modo otimizando investimentos.

O prognóstico consiste na análise do provável desenvolvimento futuro ou o resultado de um processo (PHM Society; 2014), em que a sua obtenção de prognósticos permite:

- Adoção de estratégias baseadas em condição, ao invés de baseadas em tempo;
- Planejamento ótimo da realização da manutenção e compra de componentes;
- Reconfiguração do sistema de forma a evitar uma falha prejudicial e modificação da forma que os componentes são utilizados, para prolongar a vida útil do equipamento.

Para obter o prognóstico de um processo, é necessário monitorar o estado presente de sistemas através de sensoriamento. Sensores de diferentes tecnologias possuem vantagens e desvantagens que precisam ser considerados no projeto de equipamento. Quanto mais informações úteis podem ser observadas através de determinada tecnologia, melhor servirá o seu propósito para realização de manutenção preditiva. Além disso, os dados obtidos podem ser armazenados ao longo do tempo, providenciando históricos valiosos de operação, possibilitando uma constante melhoria dos sistemas frente a diferentes regimes e condições de carga.

Sensores geralmente são compostos por transdutores, meios de propagação do sinal, sistemas de aquisição, armazenamento em memória e interfaces. Normalmente a presença de sensores em equipamentos se justifica pela gravidade da falha, em termos de segurança aos operadores, de consequências ambientais, de prejuízos econômicos pela substituição de componentes ou da instalação como um todo e, finalmente, de indisponibilidade do equipamento no processo operativo.

Existem diversos tipos de sensores para detecção de descargas parciais. O sensor optoacústico utiliza como meio de transmissão do sinal ondas de luz moduladas por ondas acústicas e vibrações incidentes ao sensor. As vantagens em utilizar sensores ópticos para a aplicação de equipamentos próximos às instalações elétricas são:

- Imunidade a interferências eletromagnéticas em ambientes com fortes transientes;
- Existem métodos não-invasivos, que não requerem intervenção na estrutura do equipamento, e os sensores podem operar com segurança durante situações de carga;
- A sensibilidade, precisão e banda muitas vezes supera métodos de sensoriamento convencionais;
- Os sensores em geral são compactos, e podem ser multiúso quando combinados com fibras ópticas, tendo dupla função de comunicação e sensoriamento aproveitando a infraestrutura existente, tendo a possibilidade de monitoramento a distância;
- Fibras de sílica são quimicamente e eletricamente inertes, e conseguem sobreviver ambientes hostis nos ambientes exterior e interior do transformador sem comprometer ou alterar a funcionalidade do dispositivo.

Para equipamentos como transformadores de potência de média e alta tensão, faz sentido aplicar manutenção preditiva, entre outras razões, pelo alto custo associado à indisponibilidade da rede e alto preço do ativo e componentes. É imprescindível manter o sistema de isolamento do transformador em bom estado para evitar falhas elétricas e estender no máximo sua vida útil. Monitorar parâmetros de descargas parciais em transformadores de potência é uma metodologia eficaz para avaliar o estado operativo e a “saúde” do sistema de isolamento. É possível obter métricas para avaliar o funcionamento de transformadores baseadas em parâmetros medidos como localização, frequência e intensidade de descargas parciais ocorridas no isolamento durante o funcionamento do equipamento.

Com crescente uso de energia pela sociedade, o monitoramento do estado e da saúde das instalações elétricas está cada vez mais crucial, dados os impactos das faltas de energia à população, notoriamente em um caso recente no Amapá (Agência Brasil, 2020), que despertou atenção nacional. A falha de um transformador provocou um apagão que deixou praticamente todo o estado sem energia por aproximadamente 80 horas, afetando cerca de 700 mil pessoas. O laudo apontou que o problema ocorreu pelo superaquecimento de uma das buchas do transformador, gerando um incêndio na subestação. Evitar acidentes futuros pode ser possível, prevenindo falhas antes delas ocorrerem, através do monitoramento de parâmetros de operação, além de ajudar a otimizar investimentos em infraestrutura do setor elétrico.

1.2 Objetivos

Os objetivos do desenvolvimento da técnica de detecção de descargas parciais, em transformadores de potência isolados a óleo baseada em um sensor optoacústico, estão listados a seguir:

- Realizar uma revisão bibliográfica de diagnóstico de falhas em transformadores, obtendo o estado da arte do campo de estudo que engloba o trabalho;
- Desenvolver métrica para avaliar o funcionamento de transformadores de potência baseado em parâmetros medidos, entre eles, localização, frequência e intensidade de descargas parciais ocorridos no fluido de isolamento durante o funcionamento do equipamento.

1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho foi estruturado em capítulos, numerados e intitulados conforme a seguir:

- 1 *Introdução*: descrição de objetivos gerais e motivação para realização do trabalho;
- 2 *Revisão bibliográfica sobre a detecção de descargas parciais*: apresentação de literatura e estado da arte quanto aos conceitos e técnicas utilizadas na detecção de descargas parciais;
- 3 *Parâmetros avaliados na detecção acústica de descargas parciais*: detalhamento da técnica acústica para detecção de descargas parciais em transformadores de potência isolados a óleo, principais características de avaliação e metodologia de localização de eventos;
- 4 *Construção de sensor optoacústico aplicável na detecção de descargas parciais*: descrição de informações pertinentes ao funcionamento do sensor aplicado e passos tomados em seu desenvolvimento e construção;
- 5 *Desenvolvimento de sistema para detecção optoacústica de descargas parciais*: relato de principais atividades realizadas no desenvolvimento que emprega o sensor optoacústico para aquisição e processamento através de algoritmo numérico;
- 6 *Discussão e Conclusões*: análise dos resultados e conclusões obtidas através do trabalho;
- 7 *Bibliografia e referências sobre o tema*: listagem das referências adotadas e categorização da pesquisa realizada;

1.4 Aviso

É importante esclarecer que as informações desse trabalho são para o propósito de estudo acadêmico, portanto, **não é recomendado como guia de aplicação para testes próximos a equipamentos de alta-tensão**. Esse trabalho não considera de forma exaustiva os procedimentos para garantir a segurança, boa saúde ou proteção ambiental.

Para aplicações de risco, é necessário que antes sejam consultadas as normas correspondentes e políticas específicas à operadora, observando sempre as indicações de segurança. O autor e instituição não se responsabilizam por danos e prejuízos ocasionados por operadores não-qualificados e pelo mau seguimento das normas, protocolos de segurança vigentes e manuais de equipamentos.

A detecção e localização de descargas parciais deve ser apenas realizada por técnicos e engenheiros qualificados, treinados para trabalhar próximo a transformadores de alta-tensão e ter conhecimento dos riscos associados a esse serviço.

2 Revisão bibliográfica sobre a detecção de descargas parciais

2.1 Bibliografia sobre descargas parciais

2.1.1 Definições

Essa seção se dedica a apresentar algumas definições, que serão utilizadas ao longo do trabalho, embora possam ser explicadas novamente e de forma mais detalhada nas seções correspondentes.

De acordo com ABNT NBR IEC 60270:2017, descargas parciais (DPs) são descargas elétricas locais que curto-circuitam parcialmente a isolação entre condutores e que podem ou não ocorrer nas adjacências de um condutor. Geralmente são uma consequência de concentrações de esforço excessivo elétrico local no isolamento ou na superfície do isolamento, ocorrendo em forma de pulsos numa duração menor que 1 μ s, e acompanhadas com a emissão de som, luz, calor e reações químicas.

Embora muito associado a descargas parciais em geral, corona é uma forma específica de descarga parcial que ocorre em meios gasosos ao redor de condutores distantes de isolação sólida ou líquida. A norma ABNT NBR IEC 60270:2017 declara que corona não deve ser utilizado como um termo geral para todas as formas de descargas parciais.

Os pulsos associados às descargas parciais são de corrente ou tensão, que resultam do objeto de ensaio, medidos com a utilização de circuitos de detecção adequados. A descarga parcial que ocorre no equipamento, na verdade é um pulso de corrente e o detetor produz o sinal de corrente ou tensão proporcional a carga do pulso de corrente. A carga real local envolvida na descarga não consegue ser medida diretamente, e por isso é importante apontar que esses parâmetros são obtidos de forma indireta.

Definido em (ABNT NBR IEC 60270:2017), a carga aparente q , expressa usualmente em picocoulombs (pC), é a medida equivalente de carga para o instrumento de medição, que teria a mesma leitura se fosse possível medir o pulso da descarga parcial diretamente.

A frequência de repetição de pulsos N , ou taxa de contagem, é o número de pulsos de descargas parciais por segundo, no caso de pulsos equidistantes. Conforme será visto adiante, além de medir a frequência de repetição, cada evento de descarga parcial possui seu espectro de frequência próprio conforme a técnica de medição utilizada. Para sanar a confusão sugere-se, nesse trabalho, deixar evidente o termo frequência de repetição ou de ocorrência, que será referido pela variável N . De acordo com (IEEE Std C57.113:2010) medidas de descargas parciais para transformadores e reatores shunt devem ser realizadas, preferencialmente, baseadas em medidas de carga aparente.

Outros termos definidos nas normas são os erros associados às medidas: erro de superposição e erro de integração.

Erro de superposição são causados pela soma construtiva ou destrutiva das respostas transientes de saída quando o intervalo entre pulsos de corrente de entrada é menor que o intervalo mínimo de amostragem do instrumento de medição. Num contexto prático, a frequência de repetição de pulsos de entrada é geralmente aleatória, sendo importante considerar esse efeito sobre as magnitudes dos pulsos medidos em um ensaio de descargas parciais, com erros possivelmente atingindo 100% ou mais dependendo das condições do ensaio e características do objeto do ensaio.

Erro de integração é um erro na medição da carga aparente que ocorre quando o limite de frequência superior ao espectro de amplitude do pulso de corrente da descarga parcial é inferior à frequência de corte superior do sistema de medição (ver Figura 1). Na literatura de medição de descargas parciais, os limites de frequência de sistema de medição geralmente são especificados de forma mais restritiva de modo a minimizar erros de integração.

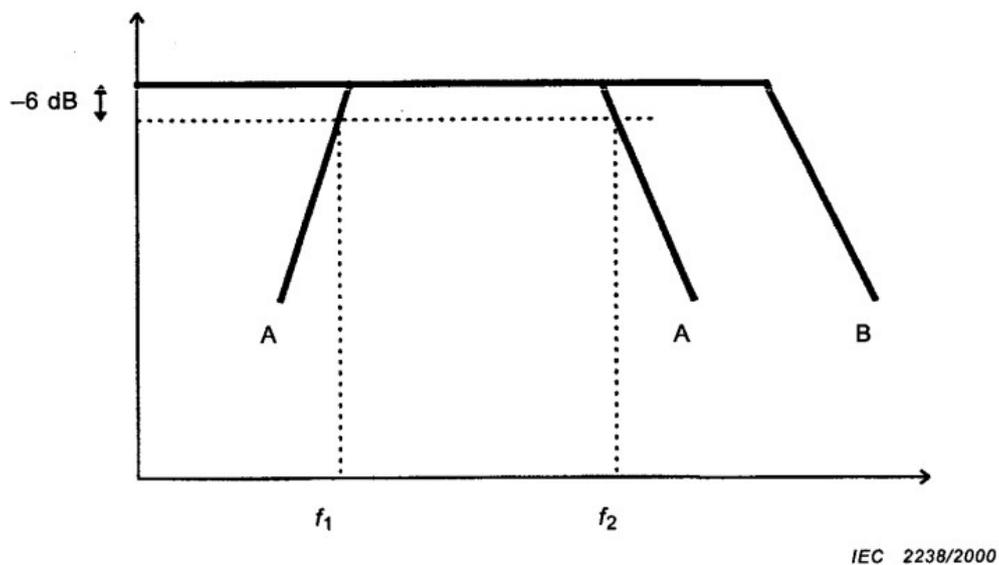


Figura 1 – Relação entre amplitude e frequência para minimizar erros de integração para sistemas de medição de faixa larga¹, adaptado de IEC 60270:2000

¹Legenda: A – banda de passagem do sistema de medição, B – espectro de amplitude frequência do pulso DP, f_1 – limite inferior de frequência, f_2 – limite superior de frequência.

2.2 Descargas Parciais

Analisando os diferentes relatos na literatura podemos chegar a um entendimento mais completo do que seja a descarga parcial, os efeitos derivados dela e como pode ser realizada sua medição.

Uma descarga parcial (DP) é uma corrente elétrica de pequena magnitude formada a partir da aplicação de um campo elétrico a vazios dentro do isolamento (A. Hekmati, R. Hekmati; 2017) sob forma de bolhas ou materiais contaminantes que geram desuniformidades no campo elétrico. Uma das fontes mais prováveis de DPs é proveniente das regiões vazias (Mohammadi, Niroomand et al; 2009), pois geralmente tem uma constante dielétrica mais baixa do que o material circundante. A descarga parcial pode então ocorrer quando a diferença do campo elétrico no vazio excede a intensidade mínima para quebra da rigidez dielétrica do material. Além de vazios, DPs podem também ocorrer como descargas corona, causada por pontas ou cantos que distorcem o campo elétrico entre os pontos energizados, ou descargas de superfície, ocorrendo na superfície do isolamento de acordo com a sua condutividade (T. Negm, M. Refaey et. al.; 2016).

De acordo com (Mohammadi, Niroomand et al; 2009), atingir a intensidade mínima de força de campo não garante uma DP imediata. Para que ocorra a DP, um elétron livre deve estar presente no volume sujeito à tensão, e enquanto a intensidade do campo elétrico é alta o suficiente, o fluxo em cascata de elétrons (o arco) somente é provocado a partir do movimento do único elétron livre acelerado. A necessidade de elétrons livres torna o fenômeno de DPs muito imprevisível, podendo ocorrer dentro de minutos ou horas após atingir a intensidade mínima para quebra da rigidez dielétrica dentro do vazio.

A DP resulta em uma liberação de energia quase instantânea, produzindo entre outros efeitos, mudanças químicas e estruturais no material do isolamento, ondas eletromagnéticas, calor e ruído. O centelhamento através de um vazio pode decompor o material circundante em diferentes componentes químicos (Mohammadi, Niroomand et al; 2009). A vaporização do material ao redor do arco quente consiste numa decomposição do isolamento em gases, cuja explosão mecânica produz um sinal acústico que se propaga radialmente na forma de um campo de pressão (A. Hekmati, R. Hekmati; 2017). Além disso, a DP gera um flash de ondas eletromagnéticas, desde raios-X, luz ultravioleta e radiofrequência (RF). Além de gerar pulsos elétricos percebidos pela rede circundante, DPs originam ondas acústicas na faixa do ultrassom de 20 kHz a 1 MHz e ondas eletromagnéticas na faixa de UHF de 0,3 GHz a 3,0 GHz (IEC/TS 62478-2016).

A detecção de DPs se dá por técnicas químicas, elétricas, ópticas e acústicas. A detecção óptica não é amplamente utilizada e é difícil de implementar em transformadores devido à natureza opaca do óleo mineral e enclausuramento pelo tanque de aço do transformador. É necessário esclarecer que tecnicamente esse trabalho trata da técnica detecção acústica fazendo uso de um sensor óptico, e não da técnica de detecção óptica.

A DP é causa de degradação do sistema de isolamento, em que DPs podem eventualmente causar falhas sucessivamente mais graves ao isolamento elétrico (Mohammadi, Niroomand et al; 2009). DPs individuais normalmente são de baixa energia, mas por serem localizadas e repetitivas podem causar danos a equipamentos. Os danos podem ser (IRISS, 2019):

- Mecânicos, causados por bombardeamento iônico;
- Térmicos, pelo aquecimento do local da descarga;
- Químicos, causados pela energia da descarga que provoca a reação e quebra de ligações do fluido isolante, inutilizando as propriedades de isolamento do óleo com tempo.

O monitoramento da atividade de DPs é utilizado como ferramenta para avaliação da condição e diagnosticar problemas no isolamento de transformadores de potência. As informações sobre a posição da DP para diagnosticar sua causa podem ajudar a identificar o tipo e a gravidade de uma falha de isolamento para estratégias de manutenção. É importante frisar que descargas parciais sempre ocorrem, em menor ou maior grau, existindo um nível aceitável dos parâmetros de ocorrência, que ainda indica funcionamento normal do equipamento.

As características de DPs normalmente consideradas são o nível e localização (P. M. Eletftherion; 1995). A localização da DP permite identificar sua causa, tipo, e a gravidade da falha, sendo importante para planejar os processos de manutenção, para que o reparo e os recursos de investimento e tempo, sejam feitos de forma eficiente.

Medidas acústicas ou eletromagnéticas de descargas parciais podem ser adquiridas online no ambiente da instalação elétrica, permitindo realizar análises importantes e vantajosas (IEC/TS 62478-2016). Recentemente, tem-se popularizado o emprego de sistemas de medição online de DPs, motivado por melhorias na capacidade de detecção, desenvolvimento de técnicas de processamento digital, como técnicas de eliminação de ruído baseadas em software, e maior confiabilidade da medição mesmo na presença de ruído e perturbações. Como as operadoras possuem mão de obra qualificada limitada para gerenciar muitos ativos, sistemas online conseguem tornar mais eficiente os processos de manutenção, o que motiva novas pesquisas e desenvolvimento de sistemas cada vez mais sofisticados.

Entretanto, a medição online de DP é ainda tratada com certo misticismo, onde a interpretação dos dados pode ser feita ainda somente por especialistas (Y. Luo et al., 2017). O mecanismo complexo de DPs e as características de propagação tornam uma tarefa difícil selecionar o tipo sensor e local de instalação. A presença de ruído e perturbações no local podem ocasionar a má interpretação do sinal. Além disso, várias fontes de DP podem ocorrer simultaneamente, o que torna difícil identificar fontes individuais.

Técnicas avançadas de supressão de ruído podem ser implantadas em ambientes de grande interferência para minimizar seu impacto aos dados. O sinal de DPs pode ser processado por técnicas de hardware e software, incluindo pré-processamento por módulos de hardware, digitalização, eliminação de ruído por técnicas baseadas em software e identificação de fonte de DP subsequente, usando técnicas de extração de características (*features*) e reconhecimento de padrões.

Na próxima seção será apresentado uma visão geral das técnicas existentes, em que serão vistos os métodos padrões e mais comuns.

2.2.1 Método de detecção padrão de descargas parciais

O método padrão tradicional (ABNT NBR IEC 60270:2017) para detecção de descargas parciais (DPs) é derivado de circuitos básicos como o apresentado na Figura 2.

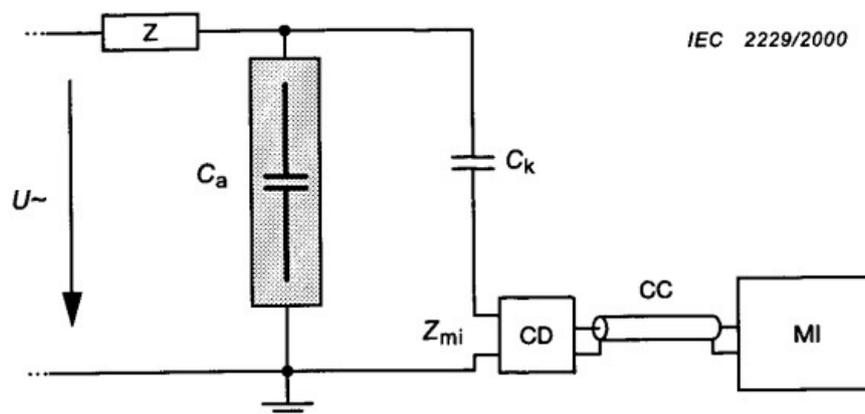


Figura 2 – Dispositivo de acoplamento (CD) em série com o capacitor de acoplamento, fonte: IEC 60270:2000

Sendo C_a o objeto de ensaio modelado como uma capacitância, C_k um capacitor de acoplamento projetado com baixa indutância, CD um dispositivo de acoplamento com impedância de entrada Z_{mi} que torna possível a medição da intensidade de descargas parciais em pulsos de tensão equivalente e U a fonte de alta tensão.

O sistema de medição de DPs padrão é composto pelos subsistemas: dispositivo de acoplamento, sistema de transmissão (e.g. o cabo de conexão CC apresentado na Figura 2) e instrumento de medição. O sistema de transmissão geralmente não deve contribuir com as características do circuito. A norma (IEEE Std C57.113:2010) observa que as conexões ao terra devem ser tão curtas quanto possível a fim de reduzir indutâncias e minimizar impactos de perturbações eletromagnéticas as medidas sensíveis de DPs.

O capacitor de acoplamento C_k serve para desacoplar o sinal PD com altas-frequências, atuando como um filtro passa-altas. O nível de tensão de teste CA também é extremamente reduzido na saída de C_k . Para minimizar o impacto das capacitâncias parasitas nos resultados do teste de DP, a capacitância de C_k deve exceder 300 pF. Além disso, essa unidade não deve ter ocorrência de DP até o nível máximo de tensão de teste CA aplicado.

De acordo com (ABNT NBR IEC 60270:2017), a impedância de transferência do sistema de medição ($Z(f)$) é a razão da amplitude de tensão de saída com a amplitude de corrente de entrada senoidal constante, em função da frequência. Considerando que o espectro de frequência dos pulsos de entrada se mantém constante na faixa do sistema de medição, a resposta do instrumento é um pulso de tensão proporcional ao valor de pico proporcional à

carga do pulso de entrada. A forma, duração e valor de pico desse pulso de saída é determinado pela impedância de transferência $Z(f)$ do sistema de medição, em que essas características podem ser completamente diferentes do sinal de entrada.

A resposta em frequência do dispositivo de acoplamento é escolhida ou ajustada de modo a evitar que a frequência da tensão de ensaio e as suas harmônicas cheguem ao instrumento. Portanto, as características em frequência de impedância de entrada são importantes já que esta impedância interage com C_k e C_a e é, portanto, uma parte essencial do circuito de ensaio. Os cabos de interligação entre o dispositivo de acoplamento e o objeto sob ensaio devem ser mantidos o tão curto quanto possível, de modo a minimizar os efeitos sobre a largura de banda de detecção.

Os pulsos de saída individuais de tensão visualizados na tela de um osciloscópio podem auxiliar na localização da origem de uma descarga parcial e sua diferenciação de perturbações externas. Os pulsos de tensão devem ser visualizados em uma base de tempo linear que é disparada pela tensão de entrada ou em uma base de tempo senoidal sincronizada com a frequência da tensão alternada do teste (ABNT NBR IEC 60270:2017). O diagrama de PRPD (do inglês, Phase Resolved Partial Discharges) é uma ferramenta importante no diagnóstico de falhas de isolamento em instalações elétricas, que auxilia nas análises do tipo de descarga parcial e dano presente no objeto de ensaio. Um detalhamento desta ferramenta é apresentado no Capítulo 3 Parâmetros avaliados na detecção acústica de descargas parciais.

A resposta do instrumento a um pulso de corrente vindo da descarga parcial geralmente se comporta como uma oscilação abafada. Tanto a carga aparente e polaridade do pulso de corrente podem ser determinados através dessa resposta. O tempo de resolução de pulso é pequeno, tipicamente entre $5 \mu\text{s}$ a $20 \mu\text{s}$.

A norma (IEEE C57.113:2010) estabelece que um ensaio de DPs consegue avaliar o funcionamento adequado do equipamento sob teste, quando as seguintes condições são atingidas:

- O nível de carga aparente medida durante 1 hora não excede o nível de carga aparente máximo especificada conforme o tipo de equipamento. No caso de transformadores, o valor máximo aceitável é de 500 pC (IEEE C57.12.90);
- Um aumento do nível de carga aparente medida Δq durante 1 hora não excede a diferença de nível de carga aparente máxima especificada conforme o tipo de equipamento. No caso de transformadores, o aumento máximo aceitável é de 150 pC (IEEE C57.12.90);
- O nível de carga aparente durante 1 hora não deve exibir qualquer tendência de aumento gradual ou repentino, durante os últimos 20 minutos do teste.

O julgamento das condições de teste deve ser realizado em intervalos espaçados (5 minutos) para que perturbações momentâneas do ambiente às leituras de descargas parciais não sejam registrados. É possível que o ensaio de DPs seja repetido ou estendido até que resultados aceitáveis sejam atingidos. A inconformidade com os critérios de aceitação do ensaio de DPs não deve ser o único laudo para avaliar a condição do equipamento, mas já apoia possíveis questionamentos junto ao fornecedor para as próximas ações de intervenção.

Durante os ensaios de DPs de transformadores de potência e reatores shunt, ruídos eletromagnéticos excessivos podem ser encontrados, como ruídos em forma de pulso devido a DPs externas e surtos de disjuntores e equipamentos de eletrônica de potência, bem como ruídos de radiofrequência contínuos irradiados por estações de rádio. Nesse contexto, os métodos de banda larga são preferíveis, pois permitem discriminar as frequências das perturbações eletromagnéticas do sinal da DP. A norma (IEEE C57.113:2010) tem como anexo as assinaturas de ruído características, que são interessantes para quem deseja estudar como identificá-las no ensaio de DPs padrão.

2.2.2 Verificação padrão de sistemas de medição de descargas parciais

Para medição da carga aparente, a instrumentação para medição de descargas parciais (DPs) geralmente é composta dos componentes (IEEE C57.113:2010):

- Atenuador, para ajustar a magnitude dos pulsos de entrada;
- Amplificador com filtro passa-banda, para amplificar e integrar os pulsos de descargas parciais capturados;
- Detector de picos, para avaliar o nível de carga aparente.

Para observar o desempenho do sistema de medição, é recomendado um calibrador, que consiste num dispositivo de geração de descargas controladas de carga e frequência de repetição variável conhecidas. A norma (IEEE C57.113:2010) estabelece que um pulso de 50 pC deve caracterizar uma deflexão mínima de 50% do instrumento, um pulso de 500 pC como deflexão máxima (100%). Para realizar a calibração, é diminuído aos passos de 100 pC do valor máxima para realizar a comparação com o instrumento.

Além de medir a carga aparente, o instrumento de medição de DPs deve (ABNT NBR IEC 60270:2017):

- Permitir a visualização do maior valor de magnitude dos pulsos que ocorrem repetidamente;
- Avaliar e gravar um ou mais dos parâmetros: carga aparente q ocorrendo num instante t_i , valor instantâneo da tensão de teste medido no instante t_i e ângulo de fase ϕ_i da ocorrência do pulso no instante t_i .

A medição de mais de que um parâmetro é fortemente recomendado, para obter o diagrama de PRPD, cuja importância se dá não apenas na identificação e classificação de falhas por DPs, mas também em discriminar interferências eletromagnéticas sob as variáveis medidas que geralmente não são correlacionadas com a fase da rede.

Os procedimentos são seguidos para validar o desempenho de sistemas de medição de DP (ABNT NBR IEC 60270:2017):

- Determinação de impedância de transferência $Z(f)$ e limites inferior e superior de frequência onde há atenuação de 20 dB do valor pico de banda de passagem, e convém que a grandeza de entrada seja uma corrente senoidal com frequência variável;

- Determinação do fator de escala k do sistema de medição a pulsos de calibração em, pelo menos, três intensidades diferentes de carga, variando entre 100% a 10% de toda a faixa, em baixa taxa de repetição de pulsos N (cerca de 100 por segundo) em cada faixa de intensidade. A variação de k deve ser menor que $\pm 5\%$, para provar a linearidade do sistema de medição;
- Determinação do tempo de resolução de pulso Tr , do sistema de medição pela aplicação de pulsos de calibração com intensidade de carga constante, mas diminuindo-se o intervalo de tempo entre pulsos consecutivos. O tempo de resolução de pulso deve ser determinado para todos os dispositivos de acoplamento destinados a serem utilizados com o instrumento e nas capacitâncias mínima e máxima para as quais cada dispositivo de acoplamento se destine;
- Verificação de que a variação da leitura da carga aparente q com a frequência de repetição de pulsos N dos pulsos de calibração está de acordo com os valores.

A fim de garantir resultados comparáveis e reproduzíveis de DPs, (IEEE C57.113:2010) relata a necessidade de especificar a resposta em frequência e resposta de trem de pulsos de DPs.

É importante observar que, de acordo com IEC/TS 62478-2016, a calibração de sensores acústicos, de acordo com a IEC60270, ainda não é possível.

2.3 Transformadores isolados a óleo

Transformadores são equipamentos que alteram o nível de tensão entre as diferentes regiões da rede. Dependendo da potência nominal de trabalho, como o caso de transformadores de média e alta-tensão em subestações, o nível de sofisticação se eleva, aumentando o número de componentes dos sistemas de isolamento, arrefecimento e controle.

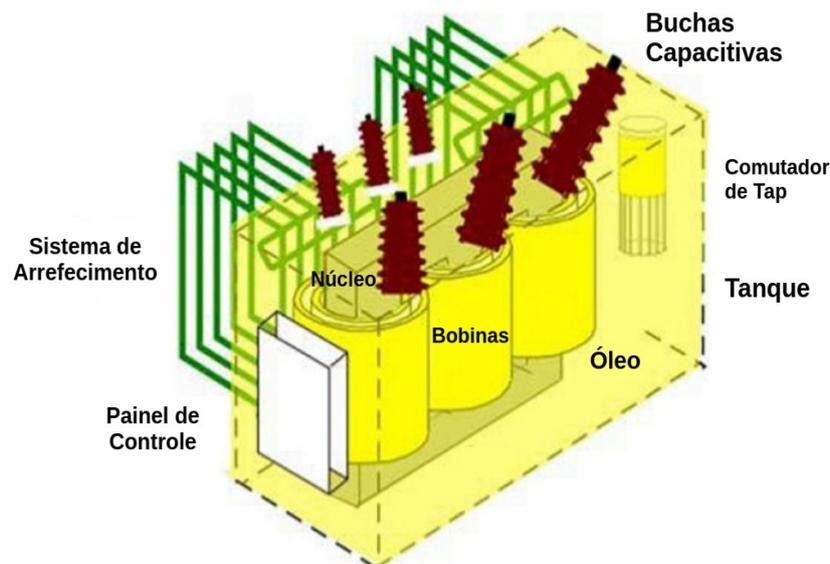


Figura 3 – Esquema básico de transformador de potência isolado a óleo, adaptado de (R. Murugan, R. Ramasamy; 2019)

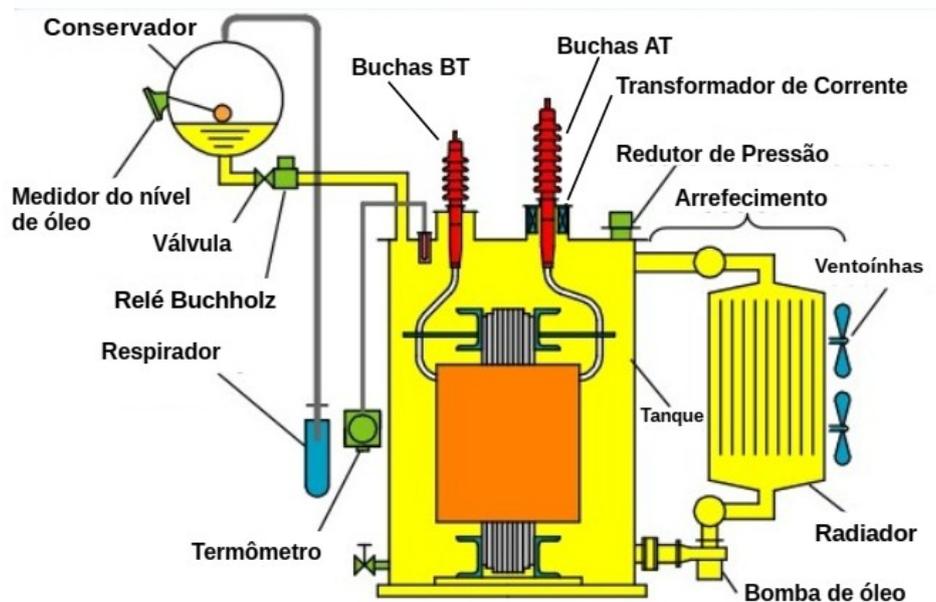


Figura 4 – Componentes principais de um transformador de potência, adaptado de (Engineering360, 2018)

Algumas influências negativas na expectativa de vida do transformador (OMICRON):

- Influências térmicas: sobrecarga, sobreaquecimento, condições ambientais;
- Envelhecimento: umidade, ácidos, oxigênio, contaminação, vazamentos;
- Influências mecânicas: danos durante a transportação do ativo, esforços de curto-circuito, atividade sísmica;
- Influências elétricas: surtos de chaveamento, relâmpagos, sobretensão, correntes de curto;
- Problemas em sistemas de proteção: ineficiência, falha.

A manutenção corretiva, sob o contexto de teste de transformadores, consiste nas seguintes medidas corretivas e ensaios para estender a vida útil estimada do transformador:

- Manter o funcionamento dos sistemas auxiliares: comutadores de tap, sistemas de arrefecimento, respiradores;
- Recondicionamento de isolamento: Secagem, tratamento do óleo, troca do óleo;
- Troca de componentes: buchas, protetores de surto, juntas, bombas e ventiladores.

A Tabela 1 apresenta alguns dos componentes principais dos transformadores e relação entre falhas detectáveis (OMICRON).

Tabela 1 – Principais componentes de um transformador de alta tensão e falhas associadas (OMICRON)

| Componente | Falhas detectáveis |
|---------------------|---|
| Buchas | Quebra parcial entre as camadas capacitivas, rachaduras do isolamento em resina |
| | Ingresso de umidade e envelhecimento |
| | Conexão de mensuração de tap aberta ou comprometida |
| | Descargas parciais no isolamento |
| Tcs de bucha | Erro na razão de corrente ou fase devido a carga, magnetismo residual excessivo, inadequação aos padrões IEC ou IEEE |
| | Razão de corrente dependente de carga ou defasamento |
| | Voltas curtadas |
| Entradas | Problemas de contato |
| | Deformação mecânica |
| Controle de tap | Problemas de contato no seletor ou na chave de transferência |
| | Circuitos abertos, voltas curtadas, ou conexões de alta impedância no transformador OLTC (on-load tap changer) preventivo |
| | Problemas de contato no DETC |
| Isolamento | Umidade em isolamento sólido |
| | Envelhecimento, umidade e contaminação dos fluidos de isolamento |
| | Descargas parciais |
| Enrolamentos | Curto entre enrolamento ou entre voltas |
| | Curto filamento-para-filamento |
| | Circuitos abertos em filamentos paralelos |
| | Curto ao terra |
| | Deformação mecânica |
| | Problemas de contato, circuitos abertos |
| | Deformação mecânica |
| | Terra do núcleo em flutuação |
| | Laminados de núcleo curtados |
| | Magnetismo residual |
| Protetores de surto | Envelhecimento e degradação |

A análise de descargas parciais através de medição online de parâmetros e localização permitem monitorar (OMICRON):

- Defeitos em buchas;
- Quebras parciais entre as camadas capacitivas;
- Rachaduras de isolamento em resina;
- Ingresso de umidade e envelhecimento;
- Sistema de mensuração de tap aberto ou comprometido;
- Deterioração do isolamento.

Alguns riscos associados a serviços realizados próximos a transformadores de alta-tensão (IEEE C57.127:2018):

- O tanque de transformador deve estar conectado a um terra de baixa impedância para limitar as tensões extremamente altas induzidas ao circuito de terra-tanque no caso de falha, sendo que o risco ao pessoal é muito grande se o transformador falhar ao terra. Mesmo se estiver aterrado corretamente, a tensão sobre o tanque para uma fonte de terra diferente pode ser letal no instante que ocorrer a falha;
- Se o transformador estiver sendo energizado ou desenergizado, ou houver outro regime de operação sob tensão da rede, todo pessoal deve manter uma distância razoável do transformador e equipamentos conectados eletricamente ao tanque devido à possibilidade de falha. É recomendado que mesmo em técnicas que não envolvem acoplamento elétrico, como por exemplo a técnica optoacústica apresentada, sejam isoladas eletricamente do tanque, especialmente quando ocorrerem eventos transitórios, para evitar perigo para a instalação ou operadores;
- É preferível realizar todas as conexões para o tanque do transformador desenergizado, mas em nenhum caso deve a tensão transformador exceder a tensão normal enquanto os dispositivos de emissão acústica estão instalados. O pessoal não deve acessar áreas de alta tensão menores que a distância de abordagem mínima, como o topo de transformadores energizados ou compartimentos de buchas;
- O circuito de aterramento do transformador nunca deve ser modificado (conectado ou desconectado) enquanto o transformador estiver energizado. Mesmo quando o transformador estiver desenergizado, é possível que haja correntes circulantes nos circuitos de aterramento da subestação, portanto, o cuidado apropriado deve ser exercitado quando houver modificação de circuitos de aterramento.

2.3.1 Isolamento Elétrico

A função principal do óleo que preenche o tanque de transformadores é a de fornecer um meio com alta rigidez dielétrica submergindo as bobinas e o núcleo, suportando uma maior tensão entre as conexões se estivessem expostas somente ao ar. A distribuição do óleo no interior do tanque permite que o mesmo seja utilizado para ajudar dissipar o calor de componentes ativos. Entretanto, com tempo, o óleo se degrada devido a calor e contaminantes, diminuindo também sua rigidez dielétrica quando exposto a umidade e oxigênio, absorvendo os gases gerados.

É importante evitar que o óleo isolante faça contato com o ar. Variações de pressão no interior devido a dilatação térmica torna inviável um tanque rigidamente vedado. Conforme pode ser visto Figura 4, há diversos componentes que regulam a pressão do óleo no interior do transformador: redutor de pressão, tanque conservador, respirador, válvulas, medidores etc.

As características desejáveis em óleo de isolamento para transformadores são apresentadas por (K. Karsai et. al. ,1987):

- Tensão elétrica de quebra de rigidez dielétrica em 50 ou 60 Hz quando preenchido deve ser no mínimo 200 kV/cm, e quando em operação não deve ser menor que 140 kV/cm, sendo nesse caso ser substituído ou regenerado;
- Tensão mecânica interfacial em 25 °C de pelo menos 40×10^{-3} N/m;
- Fator de perda ($\tan \delta$) em 90 °C menor que 50×10^{-4} ;
- Permissividade elétrica (ϵ) de 2,2.

Os diferentes tipos de óleo comumente utilizados para transformadores são (ILTECH, 2021):

- Óleo naftênico: de base mineral e natureza asfáltica, sem antioxidantes, possui pouca parafina em sua composição;
- Óleo parafínico: de base mineral e natureza parafínica, necessita de aditivos antioxidantes para usar como isolante elétrico. Esse óleo é o mais utilizado para transformadores;
- Óleo de silicone: com o nome comercial conhecido como Askarel, antes muito utilizado até a descoberta da presença de bifenilas policloradas (PCB) cancerígenas na década de 1970, sendo proibido seu uso atualmente no Brasil;
- Óleo vegetal: sendo biodegradável é mais amigável ao manejo ambiental após seu uso, entretanto possui características químicas distintas dos outros tipos, muito discutido na literatura científica, mas ainda pouco empregado.

Transformadores também utilizam celulose (papel) como isolamento. De acordo com (K. Karsai et. al. ,1987), a celulose utilizada no isolamento geralmente tem espessura de 30 a 120 μm e densidade de 0,7 a 0,8 g/cm^3 . A rigidez dielétrica do papel tem um valor de 100 a 150 kV/cm na condição seca quando aplicado sob camadas finas. Suas propriedades degradam também sob os efeitos de calor, umidade e oxigênio, havendo envelhecimento e redução de suas propriedades de isolamento além de lançamento de partículas no óleo que podem provocar pontos de descargas parciais.

Diferentes tipos de papel utilizados comumente para transformadores são (ILTECH, 2021):

- Papel *presspan* ou *presspahn*: uma classe de papelão fortemente prensada com no mínimo 16 camadas por milímetro de espessura, cuja fabricação não emprega colas, cargas ou corantes, seguindo a norma IEC 60641-3-1. Possuem elevada resistência mecânica e dielétrica;
- Papel *kraft*: utilizado na fabricação de bobinas resistindo forças axiais de curto-circuitos, quando em contato com fluidos permite a expulsão de gases que podem causar falhas por descargas corona.

Os tipos de descargas parciais que ocorrem no interior de transformadores podem variar conforme a gravidade: descargas localizadas dentro do isolamento dos enrolamentos, feito a partir de celulose, são motivo de preocupação mais imediata do que, descargas semelhantes localizadas na blindagem estática (Howells, Norton; 1981).

A localização de descargas parciais normalmente é limitada a ambientes de fábrica onde, pelo menos, condições quase-laboratoriais estão presentes. No entanto, mesmo dadas essas condições quase ideais, muitas vezes são encontradas dificuldades. No campo, não é possível detectar DPs usando medições elétricas (Howells, Norton; 1981). Ao longo do trabalho, as diferentes técnicas serão discutidas. A seção seguinte apresenta as diferentes técnicas para verificar a presença de descargas parciais no isolamento de transformadores.

2.4 Técnicas de detecção de falhas no isolamento elétrico

2.4.1 Análise de Gases Dissolvidos (DGA)

As DPs (descargas parciais) podem ser detectadas quimicamente porque o fluxo de corrente através de vazios pode quebrar o material circundante em diferentes componentes químicos. Os dois principais testes químicos empregados por operadores do setor elétrico hoje são a análise de gases dissolvidos (DGA) e a cromatografia líquida de alto desempenho (HPLC) (Mohammadi, Niroomand et al; 2009).

As técnicas de detecção de descargas parciais mais tradicionais consistem no monitoramento de gases combustíveis acumulados na porção superior do tanque (headspace gas) e a análise de amostras do óleo isolante pela presença de gases específicos dissolvidos (Howells, Norton; 1981).

Já o teste de HPLC mede os subprodutos da quebra do isolamento da parede do transformador. Como o isolamento da parede do transformador é feito de papel, os produtos de degradação são glicose e formas degradadas de glicose (Mohammadi, Niroomand et al; 2009). Por necessitar de aparelhagem avançada em análise laboratorial, normalmente são aplicadas as técnicas de análise de gases dissolvidos.

Para as técnicas de detecção por gases dissolvidos, tem-se o Triângulo de Duval, Método de Rogers/Dornenburg e Método do Gás Chave.

O triângulo de Duval é fundamentado na representação de um ponto no espaço triangular de concentração dos três gases hidrocarbonetos, metano (CH_4), etileno (C_2H_4) e Acetileno (C_2H_2), dividido em sete regiões que apontam as possíveis falhas no isolamento, conforme a Figura 5. Algumas observações importantes em que se pode traçar:

- Maior concentração de acetileno indica falhas relacionadas a energia e temperatura altas, geralmente provocadas por arcos;

- Maior concentração de hidrogênio indica falhas relacionadas a energia baixa, característico de descargas parciais;
- Maior concentração de metano também indica falhas de energia baixa, porém com uma intensidade menor que com o hidrogênio.

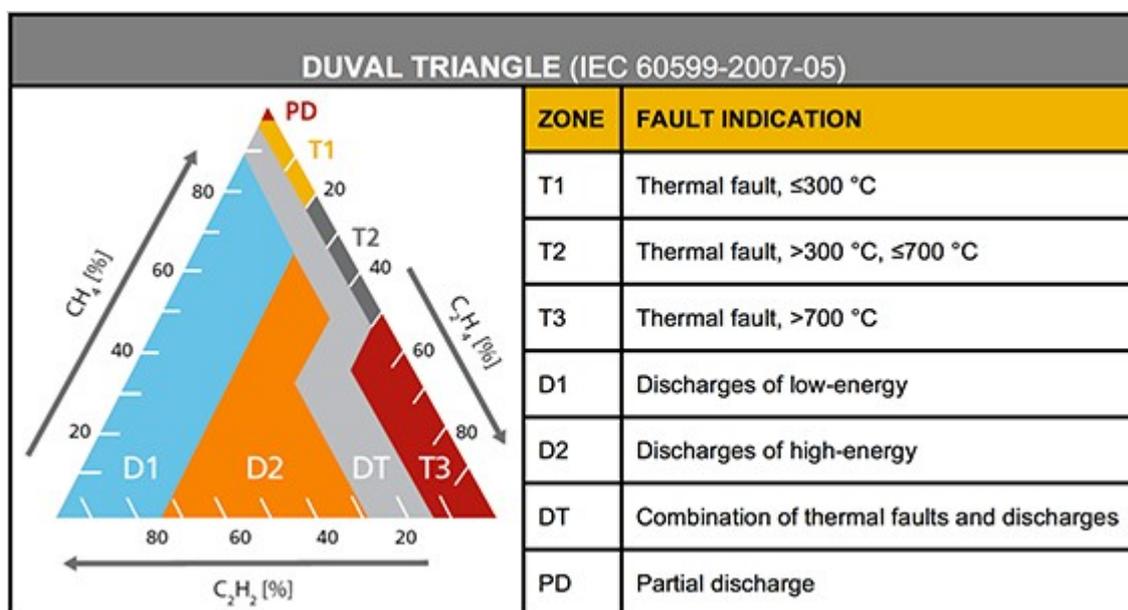


Figura 5 – Esquema de triângulo de Duval para análise de gases dissolvidos (Electric Energy Online, 2015)

Os métodos de Rogers e Dornenburg consistem em métodos empíricos, no qual se sugere a existência de três tipos de falhas: térmica, corona e formação de arcos, através da análise das razões de níveis concentração de metano por gás hidrogênio (CH_4/H_2), acetileno por etileno ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$), etano por acetileno ($\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$) e acetileno por metano ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$) (Gonzales, Silva; 2015).

O método do Gás Chave se baseia na evolução de uma falha no transformador, pois a concentração dos gases associadas à falha ultrapassarão os valores normais de degradação da isolação. Algumas observações importantes em que se pode traçar:

- Falhas por formação de arco geralmente são indicadas pela presença de acetileno;
- Descargas parciais de baixa energia produzem hidrogênio e metano, com pequenas quantidades de etano e etileno;
- Óleo superaquecido produz etileno e metano;
- Celulose (papel) superaquecida libera dióxido e monóxido de carbono (CO_2 e CO), metano e etileno;
- A decomposição eletrolítica da água forma gás hidrogênio.

Apesar de fornecer informações importantes quanto a presença de falhas, testes químicos não conseguem inferir sobre a posição da DP ou a grau do dano ao isolamento. Outra desvantagem dos testes químicos é que não podem ser realizados *online*, requerendo a coleta de amostras para análise posterior (Mohammadi, Niroomand et al; 2009).

2.4.2 Detecção por Acoplamento Elétrico

A análise do sinal elétrico de DPs permite obter informações sobre o tipo de falha e o grau do dano ao isolamento, através do formato de onda do pulso, sua localização de fase relativa dentro do ciclo AC do transformador de alta tensão e a intensidade do sinal (Mohammadi, Niroomand et al; 2009). As informações obtidas complementam a disponibilizada pelas técnicas convencionais de análise de gases, auxiliando a depuração de falhas de isolamento em transformadores (Howells, Norton; 1981).

Mais especificamente o acoplamento elétrico consiste na conexão elétrica direta da instrumentação ao transformador sendo ensaiado. As duas principais técnicas são acoplamento de um transformador de corrente de alta frequência (RFCT) ao ponto neutro e acoplamento de um capacitor ao ponto neutro, conforme os esquemas de conexão na Figura 6:

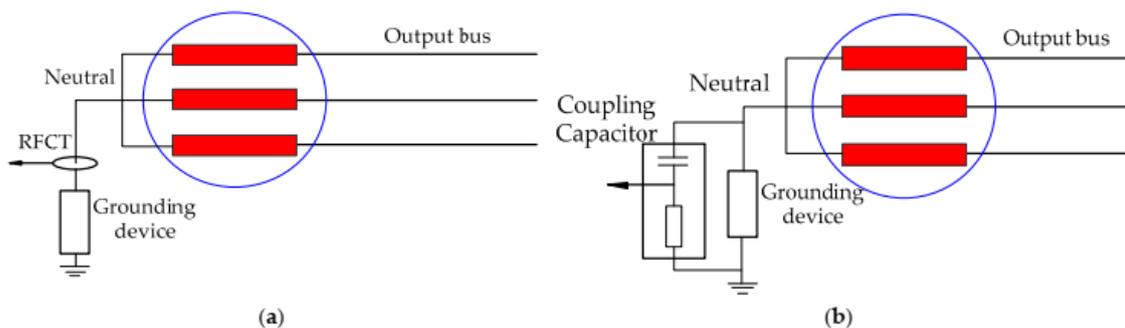


Figura 6 – Esquemas de acoplamento no ponto neutro: (a) NCT, (b) NCC. (Y. Luo et al., 2017)

2.4.2.1 Acoplamento RFCT ao ponto neutro (NCT)

Beneficiando-se do isolamento galvânico de um transformador, o método por NCT é seguro e tem pouco impacto na confiabilidade de operação dos equipamentos submetidos ao teste, por envolver um dispositivo não-invasivo. Devido as características de atenuação do enrolamento do estator, NCT geralmente funciona abaixo da faixa HF para obter uma alta sensibilidade de detecção de DPs (Y. Luo et al., 2017). A técnica funciona por integração da corrente de pulso, obtendo a carga aparente da descarga parcial. Uma bobina de Rogowski também pode ser utilizada por permitir medir correntes de forma não invasiva (IEEE C57.127:2018), observando os quesitos de alta sensibilidade necessária para obter a carga aparente.

Devido à dificuldade em lidar com sinais mistos com ruído e perturbações severas na faixa de detecção, NCT tem dado espaço a técnicas alternativas. Recentemente com o desenvolvimento de novas técnicas de processamento de sinais, é possível melhorar o desempenho, mas ainda há limitações quanto as condições ambientais da realização do ensaio (Y. Luo et al., 2017).

2.4.2.2 Acoplamento de Capacitor ao ponto Neutro (NCC)

Herdando a alta confiabilidade de NCT, mas possuindo maior sensibilidade, a NCC tem sido aplicada mais comumente por instituições de pesquisa, universidades e empresas do setor elétrico (Y. Luo et al., 2017). A técnica consiste em acoplar em paralelo um capacitor de alta tensão, normalmente um isolado a epóxi-mica, e através de circuito medidor com impedância conhecida, extrair o sinal de tensão. A norma ABNT NBR IEC 60270 explica em grande detalhe esse procedimento específico, que, junto as variantes de interconexão, a estabelece como técnica padrão para medir eletricamente descargas parciais em transformadores de média tensão.

2.4.2.3 Vantagens e desvantagens

A principal limitação dos ensaios por acoplamento elétrico é a suscetibilidade a ruídos. Outro problema com a detecção elétrica é que as características do pulso recebido são altamente dependentes da geometria do transformador de alta tensão (Mohammadi, Niroomand et al; 2009). A norma ABNT NBR IEC 60270 comenta que a detecção elétrica convencional de DPs não é adequada para medição em campo devido a presença de descargas corona e outros distúrbios elétricos.

2.4.3 Detecção por emissão de ondas eletromagnéticas

O método de acoplamento elétrico é bastante difundido para testes em campo e depuração de falhas (Cole ,1997). Os pulsos de descargas parciais podem ser detectados no domínio do tempo pela emissão de ondas eletromagnéticas, com o atraso de propagação a partir da origem.

As faixas do espectro eletromagnético normalmente medidas são HF (High Frequency), que cobre as frequências de 3 MHz a 30 MHz, VHF (Very High Frequency), que cobre as frequências de 30 MHz a 300 MHz, e UHF (Ultra High Frequency) que cobre as frequências de 300 MHz a 3 GHz. Para as medidas existem duas classes de sensores, sensores de banda estreita e sensores de banda larga conforme a largura de frequências detectáveis.

Na faixa de frequência UHF, os sensores usados são geralmente antenas de campo próximas, em forma de disco ou cone, junto com eletrodos de aterramento de campo (IEC/TS 62478-2016). Sensores usados na faixa de frequência HF e VHF são baseados em sensores capacitivos ou indutivos (IEC/TS 62478-2016).

Os sinais de saída para os sensores são normalmente na forma de pulsos oscilantes de alta frequência, como tensões transientes ou pulsos de corrente, exibidos no domínio do tempo como pulsos oscilantes. No domínio da frequência, os sinais são o espectro característico de pulsos transientes, sendo medidas as magnitudes máximas de frequências dentro da característica espectral relacionada (IEC/TS 62478-2016).

Os sensores podem ser instalados dentro da instalação elétrica de média ou alta tensão, ou montados externamente em aberturas como janelas ou válvulas de inspeção (IEC/TS 62478-2016). No caso de transformadores, esses sensores geralmente são instalados na válvula de drenagem de óleo, devido à conveniência do acoplamento. A Figura 7 demonstra um desses sensores instalados no dreno de um transformador. Os sensores devem ser instalados o mais próximo possível da área de detecção das DPs em particular, com acesso além das barreiras ou telas metálicas da instalação (IEC/TS 62478-2016). Além de evitar a influência de interferências externas, permite uma maior sensibilidade de detecção do sinal de descarga.



Figura 7 – Sensor de UHF comercial, instalado no dreno do transformador a óleo (OMICRON)

Em sistemas de alta tensão de grande porte, podem ser instalados múltiplos sensores para melhorar a sensibilidade da medição e ajudar na detecção e localização da fonte de DPs. Outras técnicas de detecção podem também ser utilizadas para a verificar a sensibilidade do arranjo e auxiliar as análises (IEC/TS 62478-2016).

Os sensores UHF funcionam na detecção de ondas eletromagnéticas emitidas pela DP, que após várias reflexões possíveis dentro do tanque podem atingir o sensor aplicado. Trabalham com dispositivos dotados de blindagem própria em uma estrutura quase perfeitamente fechada, semelhante às gaiolas de Faraday, suprimindo perturbações externas. A velocidade de propagação das ondas UHF é dependente da permissividade do meio resultante ϵ_r , estimada em cerca de $2/3 \times c_0$ ou 2×10^8 m/s (c_0 denotando a velocidade da luz). A faixa de frequência para esses sensores normalmente é limitada de 200 MHz a 2 GHz (IEC/TS 62478-2016).

A técnica de acoplamento elétrico em conjunto com medições de UHF pode ser eficaz para verificação dos resultados. Os pulsos de DP nas buchas também podem ser detectados quando a medição UHF também estiver presente (OMICRON).

Mesmo com um grande potencial de aplicação, a instalação dos sensores de emissão eletromagnética apresenta a desvantagem de requerer uma linha de visada direta do tanque, onde a quantidade de posições de instalação para o equipamento sendo analisado são limitadas, seja pela presença ou não de janelas ao dielétrico, seja por questões de operabilidade/segurança onde a aproximação destes instrumentos compromete seu funcionamento normal (Posada-Roman, Garcia-Souto; 2012). Outro problema considerável é a variação das condições dos testes, o regime de operação de transformadores em serviço descontínuo, dependendo das condições de operação, como carga, posição de tap e temperatura (Cole, 1997).

Outras desvantagens de uso da técnica de medição de emissões eletromagnéticas são (IEC/TS 62478-2016):

- A não possibilidade de calibrar a magnitude da descarga parcial em termos da carga Q aparente (em pC);
- Os equipamentos utilizados na detecção de VHF/UHF necessariamente operam em frequências mais altas, onde componentes geralmente são mais caros, sendo relativamente mais caro que outras técnicas de detecção de DP;
- Para atingir a vantagem de separação/supressão de ruído para medição online em campo de descargas parciais, os sensores e seu arranjo físico tendem a ser aplicados para somente um tipo de instalação de alta-tensão, ou seja, sensores de detecção de descargas parciais em subestações isoladas a gas (GIS) não conseguem ser aplicados para medir descargas parciais em transformadores ou enrolamentos de estatores, sendo muito específicos à aplicação.

Além disso, as ondas eletromagnéticas de DPs são afetadas por reflexão e refração provocadas por obstáculos como o núcleo, condutores de cobre etc. gerando caminhos múltiplos antes de chegar aos sensores, o que complica a localização da fonte (Posada-Roman, Garcia-Souto; 2012).

Conforme a (IEC/TS 62478-2016), tanto para medição acústica ou eletromagnética, o caminho de transmissão de onda é caracterizado pela distância do local de ocorrência da descarga parcial ao sensor, o tipo de sinal de pulso transmitido, seja ele conduzido ou acoplado ao campo e característica de propagação do material dielétrico (ou materiais dielétricos) como dispersão, atenuação, ressonâncias, reflexão ou difração.

2.4.4 Detecção por Emissão Acústica

Assim como a técnica de medição de emissões eletromagnética, medições acústicas em instalações de alta-tensão têm tido sucesso predominantemente na detecção, reconhecimento e localização de descargas parciais. (IEC/TS 62478-2016). Sistemas de detecção acústica de DPs são normalmente empregados somente quando já foram identificadas através de outros diagnósticos como por análise de gases dissolvidos (DGA) ou por acoplamento elétrico (IEEE C57.127:2018).

O sinal acústico é produzido a partir da vaporização do material quente em torno do ponto de origem da descarga. A vaporização causa uma explosão da energia mecânica, que viaja pelo tanque do transformador na forma de um campo de pressão esférico. Este evento é análogo a criação de um trovão após um raio, em que a emissão acústica é detectada depois do pulso eletromagnético da descarga parcial.

Em líquidos, a onda de pressão esférica originada de uma fonte pontual, é sujeita a uma atenuação progressiva com a distância percorrida, devido a distribuição da energia do sinal com a expansão da frente esférica, descrita pela equação:

$$S = P_F \frac{1}{4\pi r^2} \quad (1)$$

Sendo S a densidade de energia (por área do sensor), r a distância do sensor à fonte pontual considerando um caminho de propagação direto e P_F a energia de emissão da fonte.

O sinal característico de descargas parciais acústicas no domínio do tempo, pode ser visto na Figura 8. A forma de onda foi obtida por um sensor acústico acoplado externamente ao tanque do transformador. A característica geral do pulso acústico de descarga parcial é uma subida repentina, seguida por um decaimento, indicando que a onda direta que atravessou a parede metálica interior ao tanque.

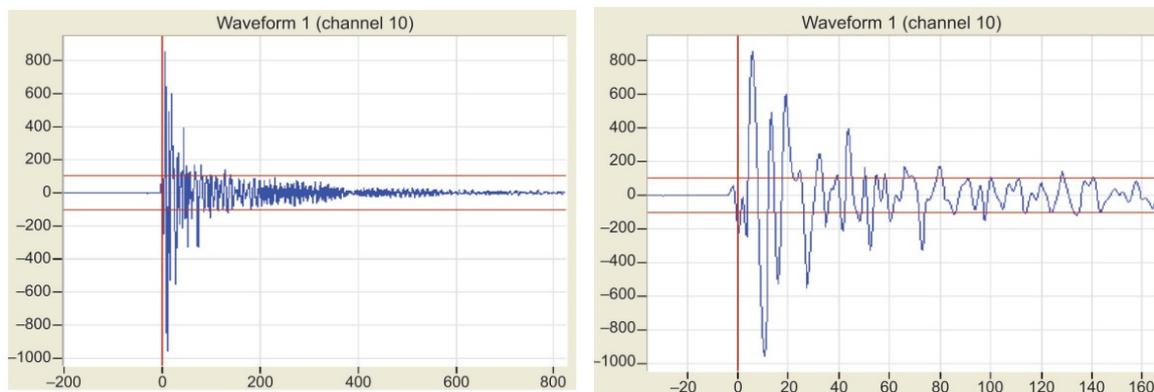


Figura 8 – Forma de onda de descarga parcial no domínio do tempo de uma descarga parcial típica, tensão em mV por tempo em μs (IEEE C57.127:2018)²

Medições podem ser realizadas acoplando um ou vários transdutores acústicos ao tanque do transformador e registrando o pulso acústico no domínio do tempo, conforme a Figura 9. A forma do pulso e os atrasos relativos podem ser usados para determinar se uma fonte de descarga ocorre na vizinhança dos transdutores.

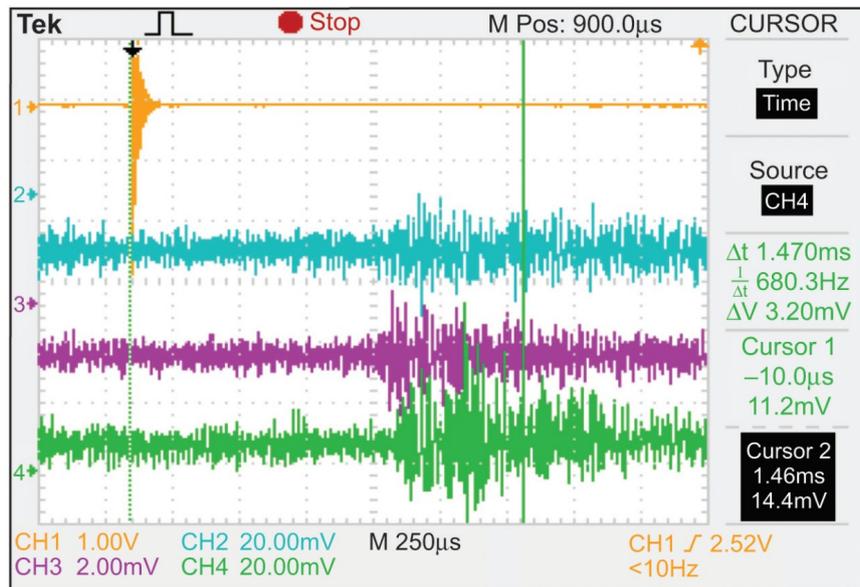


Figura 9 – Sinal de DP elétrico e três sinais acústicos, fonte: (IEEE C57.127:2018)

As ondas acústicas podem ser detectadas e convertidas em sinais elétricos, por meio de diferentes tipos de sensores, tais como sensores piezoelétricos, sensores de ressonância sonora estrutural, acelerômetros, microfones condensadores, e sensores optoacústicos. De acordo com a (IEC/TS 62478-2016), as faixas de frequência ultrassônica normalmente empregadas são aproximadamente entre 20 kHz a 250 kHz, bem como a faixa audível, entre 100 Hz a 20 kHz. As faixas de frequência utilizadas para detecção acústica são escolhidas em função do sistema de isolamento sendo monitorado, seja ele sólido, líquido ou gasoso.

A Tabela 2 apresenta as principais diferenças entre a técnica de detecção elétrica com a técnica acústica quanto a capacidade de detecção e localização de DP em função de sua posição no transformador e o surgimento diferentes ruídos, principalmente aqueles que afetam a técnica elétrica.

²Esquerda: escala de tempo até 800 µs após a chegada da onda acústica, direita: escala de tempo até 160 µs

Tabela 2 – Comparação entre as técnicas elétrica e acústica para detecção de sinais de DPs, adaptado de (IEEE C57.127:2018)

| Fonte | Deteção Elétrica | Deteção Acústica | Observação |
|---|------------------|------------------|--|
| DP gerada pelo transformador | | | |
| DP fora dos enrolamentos | Sim | Sim | Melhor uso para a técnica acústica para deteção e localização |
| DP dentro dos enrolamentos | Sim | Improvável | Há fortes atenuações acústicas dentro dos enrolamentos, e detectores eletromagnéticos são afetados por ressonâncias de malha L-C |
| DP entre o enrolamento e núcleo | Sim | Difícil | Reflexão acústica no núcleo é necessária para poder detectar |
| DP entre o núcleo e tanque | Sim | Sim | Localização de DPs é muitas vezes difícil nesse caso |
| Arcos/tracking na superfície do óleo | Sim | Sim | |
| Arcos/tracking na superfície das buchas dentro do óleo | Sim | Sim | |
| DP nas buchas | Sim | Possível | NOTA 1 |
| DP no comutador de tap desenergizado | Sim | Sim | |
| DP no comutador de tap sob carga (OLTC) | Sim | Sim | NOTA 2, posicionamento de sensores no compartimento de OLTC |
| Fontes de ruído | | | |
| DP fora do transformador (e.g. corona nos barramentos, DPs em disjuntores) | Sim | Não | NOTA 3 |
| Forte tracking/descarga piloto | Sim | Possível | NOTA 3 e NOTA 4 |
| Relâmpagos próximos | Sim | Possível | NOTA 3 e NOTA 4, eventos raros únicos |
| Ignição de carro próxima | Sim | Não | NOTA 3, não é correlacionado com o ângulo de fase |
| Fontes chaveadas eletrônicas | Sim | Não | NOTA 3 |
| Estações de rádio, transmissores | Sim | Não | Filtros rejeita-faixa ou shift em frequência eletromagnética são necessários |
| Clima (chuva, neve, granizo, vento) | Não | Sim | |
| <p>NOTA 1 – Ensaio de campo tem demonstrado que a deteção acústica de DPs nas buchas pode ser realizada se os sensores acústicos forem colocados na flange de aterramento, próximo do tap de capacitância;</p> <p>NOTA 2 – Diversos casos já foram reportados a presença de DP, arcos, ou padrões carbonizados (tracking) dentro de compartimentos do comutador de tap sob carga (OLTC), entre as barras de suporte isoladas ou no cilindro comutador;</p> <p>NOTA 3 – Uma deteção elétrica bem-sucedida requer técnicas de supressão de ruídos e observância dos padrões no diagrama de fase (PRPD);</p> <p>NOTA 4 – Sinais elétricos muito fortes podem acoplar no transdutor ou amplificador se o detector não estiver suficientemente blindado.</p> | | | |

2.4.4.1 Considerações acústicas do transformador

A precisão da técnica acústica pode variar devido à natureza complexa dos sinais acústicos que viajam da fonte ao sensor por meio de vários caminhos através do óleo e da parede do tanque com diferentes velocidades de propagação. As complicações também surgem devido aos efeitos de atenuações de sinal, reflexos, refrações, ruído mecânico ou reverberações, múltiplas fontes de descarga e a presença de barreiras sólidas internas (núcleo do transformador, enrolamentos, camadas diferentes de isolamento).

Os materiais de isolamento (e.g. celulose, óleo) apresentam um caráter passa-baixo, com a atenuação acústica crescente aproximadamente proporcional ao quadrado da frequência (f^2). As faixas de frequência ideais para medições acústicas têm um limite superior definido pela atenuação acústico do material e um limite inferior marcado principalmente pelo espectro de distúrbios como, por exemplo, o ruído magnetostritivo do núcleo (IEC/TS 62478-2016).

A temperatura tem um efeito considerável sobre a velocidade de propagação (Howells, Norton; 1981): entre 25°C e 55°C a velocidade pode variar de 1440 a 1280 m/s, respectivamente, para um sinal de emissão acústica de 150 kHz propagando no óleo de transformador naftênico.

A velocidade de propagação não depende apenas da temperatura do óleo, mas também do conteúdo da frequência do sinal de propagação. Este fenômeno parece ser devido a ressonâncias moleculares complexas (Howells, Norton; 1981).

Quando a descarga está localizada dentro do enrolamento do transformador, o sinal acústico se propaga através do caminho misto para os sensores. Uma vez que o sinal se propaga através do óleo e do enrolamento, o caminho de propagação não é mais uma linha reta e a velocidade de propagação não é constante. Em função da incerteza do local de descarga e do posicionamento dos sensores, o caminho de propagação e a velocidade do sinal acústico podem ser imprevisíveis. A maioria dos estudos tratam o transformador como um meio homogêneo e substituiu a velocidade acústica por uma velocidade média v_m equivalente (Lu, Tan et al; 2000).

Os materiais isolantes sólidos usados em transformadores preenchidos de óleo, como papel ou madeira prensada, não são isotrópicos, mas mostram orientações internas de fibras e, portanto, mostram diferentes velocidades de propagação conforme a direção da onda incidente (IEEE C57.127:2018).

Diferentes ruídos audíveis no transformador podem surgir e interferir com o sinal acústico de DPs. As diferentes fontes de ruído podem gerar harmônicos que porventura atingem a banda de medição do tipo de sensor utilizado. O som audível de um transformador é composto das três componentes principais (IEEE C57.12.90:2015):

- a) Som audível do núcleo: Esta componente de som se origina no núcleo do transformador e é transmitida através do fluido dielétrico e dos suportes estruturais para o tanque. O espectro de frequência do som central consiste principalmente nos harmônicos pares da frequência da rede; assim, para uma rede de 60 Hz, as principais componentes de frequência são 120, 240, 360 e 480 Hz;

- b) Som audível da carga: Esta componente de som é produzida principalmente por vibrações dos enrolamentos e paredes do tanque quando o transformador está sob carga. A frequência dessa componente de som é principalmente o dobro da frequência de rede, ou seja, 120 Hz para um transformador de 60 Hz. Quando um transformador está sobrecarregado, o som audível da carga pode contribuir significativamente para o som total do transformador, especialmente para transformadores de potência médios e grandes. A magnitude do som de carga depende do tipo e quantidade de carga aplicada ao transformador. Um exemplo trazido pela referência é o nível de som de carga em 60% da carga total sendo cerca de 9 dB mais baixo do que na carga total;
- c) Som audível do sistema de arrefecimento: O espectro de frequência dessa componente normalmente consiste no ruído de banda larga e tons discretos nas frequências mais graves, vindo do movimento das pás em ventoinhas e seus harmônicos. Além da vibração de ventoinhas, tem-se presente em transformadores as bombas de circulação de óleo que podem também gerar perturbações (Howells, Norton; 1981) (Lu, Tan et al; 2000).

Outros ruídos originados da atividade acústica no transformador, citados pela norma (IEEE C57.127:2018) são:

- Ruído originado do efeito Barkhausen: consiste no movimento não-uniforme de domínios magnéticos em materiais ferromagnéticos, sujeitos à magnetização. A mudança de tamanho e orientação de domínios no material do núcleo e chapas de ferro fundido provocam perturbações até na ordem de dezenas de kHz;
- Impactos e vibrações mecânicas: originadas do afrouxamento de placas de identificação soltas, atrito entre encanamentos, ruído de ventoinhas que podem ter formas de onda repetidas parecidas com sinais de DPs;
- Conexões frouxas à carcaça e blindagem: podem causar indicação de DPs de alta intensidade, mas não são prejudiciais à operação do transformador. A localização de sinais é importante nesse sentido, devendo estar de acordo com os desenhos do projeto do equipamento;
- Fiação de sensores acústicos aos pré-amplificadores: se a instrumentação não estiver blindada corretamente, sinais esporádicos podem ser recebidos acusando falsas medidas;
- Ruídos de ambiente; tráfego de carros, clima (chuva, neve, granizo, vento, relâmpagos etc), próximos ao transformador podem estimular os sensores acústicos, sinais aleatórios que duram mais que 1 ms;
- Chaveamento e movimento do comutador de tap;
- Falhas térmicas, ou pontos quentes: podem gerar sinais acústicos aleatórios. Quando correlacionados com parâmetros adicionais durante ensaios (corrente, tensão, corrente da ventoinha/bomba, temperatura do óleo, temperatura de enrolamento, ângulo de fase etc) auxiliam na depuração e separação de diferentes fontes acústicas,

A norma (IEEE C57.127:2018) chama a atenção para considerar todas as fontes possíveis de interferência antes de concluir problemas no funcionamento do transformador. As durações do sinal acústico da maior parte de fontes de ruído geralmente são mais longas que sinais de DP, normalmente abaixo de 150 μ s. Outros sensores isolados do tanque do

transformador podem ser utilizados como referência para identificar ruídos ambientais. Realizar a técnica de detecção por acoplamento elétrico simultaneamente também pode ajudar em distinguir o sinal de DPs das fontes de ruído.

Devido à possibilidade de diversas fontes de ruído acústico, normalmente a banda de medição para a técnica acústica escolhida compreende a do ultrassom, que consiste em ondas acústicas acima de 20kHz, separando a emissão acústica da DP das interferências.

2.4.4.2 Tipos de sensores de DP por emissão acústica

Em relação aos tipos de sensor, características gerais são (IEC/TS 62478-2016):

- Sensibilidade. (Posada-Roman, Garcia-Souto; 2012) cita para sensores de ultrassom de banda-estreita uma sensibilidade típica de 10 mV/Pa para frequência de 150 kHz;
- Características de frequência como a faixa de frequência detectável, sensores ressonantes (frequências estreitas) ou de banda larga;
- Características de operação, como temperatura e pressão de entrada. A faixa de entrada de pressão típica para sensores invasivos de DPs pode ser considerada de 1 Pa a 10 kPa (Posada-Roman, Garcia-Souto; 2012).

O sensor acoplado na superfície externa do tanque do transformador tradicionalmente é o sensor piezoelétrico operando no modo de compressão (IEEE C57.127:2018). Diferentes investigações estabeleceram que a região sensível para DPs acústicas é entre 20 e 500 kHz, e a frequência principal de uma DP em torno de 150 pC é de 100 kHz.

(Phung, Blackburn et. al.; 2001) mostra que sensores acústicos de banda estreita (ressonante) fornecem um sinal mais limpo (menos ruído). Para medições de tempo de propagação, isso é mais vantajoso. Por outro lado, sensores de banda larga permitem a comparação entre as componentes de baixa e alta frequência não possível com os sensores de banda estreita.

Em relação a atenuação de sinais acústicos, sensores ressonantes normalmente possuem maior sensibilidade nas frequências específicas que operam, comparado aos sensores de banda larga (IEC/TS 62478-2016).

As vantagens da detecção acústica são:

- A possibilidade de utilizar enquanto o transformador está online e durante ensaios de tensão aplicada e induzida (IEEE C57.127), e, diferente de outros tipos de sensores, pode ser instalado na maioria das posições quando o transformador está sob carga (A. Hekmati, R. Hekmati; 2017);
- Existem sensores não-invasivos multicanal, que podem ser acoplados externamente à carcaça do transformador, sendo de fácil aplicação (IEEE C57.127) (IEC/TS 62478-2016);

- Sistemas comerciais conseguem distinguir sinais de descargas parciais de outros ruídos acústicos (IEEE C57.127);
- Os equipamentos dessa técnica possuem um custo menor relativo para o conjunto sensor e unidade de aquisição, e a verificação do desempenho para operação em campo é fácil realizar (IEC/TS 62478-2016);
- Imunidade ao ruído eletromagnético da subestação. Os dispositivos piezoelétricos normalmente empregados são diferenciais utilizando cristais encaixados fora de fase em sua construção para reduzir perturbações (IEEE C57.127:2018), ou pode ser utilizado um sensor optoacústico, cuja natureza é investigada de forma mais detalhada nesse trabalho;
- Sensores de emissão acústica normalmente funcionam em faixas do ultrassom onde ruídos acústicos de descargas corona e do ambiente são filtrados (IEC/TS 62478-2016);
- A origem da descarga pode ser estimada com múltiplos sensores acústicos posicionados ao redor do equipamento (A. Hekmati, R. Hekmati; 2017);

Limitações da técnica acústica:

- Dependendo da trajetória de propagação acústica entre a origem e sensor de DP, fatores de atenuação relevantes podem aumentar o tempo necessário para medições em campo (IEC/TS 62478-2016);
- Sensibilidade pode ser baixa para localização de fontes de DP para transformadores de potência em campo (IEC/TS 62478-2016);
- A calibração do sinal acústico de acordo com a ABNT NBR IEC 60270 não é possível (IEC/TS 62478-2016);
- Transformadores não são equipamentos homogêneos, as ondas acústicas são refletidas em obstáculos no interior do tanque, reduzindo a força do sinal, resultando em ruído de multi-trajetórias, impactando a precisão do método de localização (A. Hekmati, R. Hekmati; 2017);
- A onda acústica propagando além de sua origem poderá colidir com a parede metálica do tanque do transformador, podendo chegar ao sensor antes do caminho direto ao óleo, devido à velocidade do som maior em aço em um sólido metálico em relação a óleo mineral, levando erros na localização (A. Hekmati, R. Hekmati; 2017);
- A falta do contato direto do sensor acústico e descasamento de impedância acústica entre os diversos meios de propagação com o tanque causa uma forte atenuação do sinal de emissão acústica e, portanto, diminui a sensibilidade de detecção das DPs. (A. Hekmati, R. Hekmati; 2017);
- Para detecção em campo, normalmente DPs de alta intensidade conseguem ser detectadas e localizadas, porém DPs de baixa intensidade podem ser difíceis de detectar (IEEE C57.127:2018);
- Em campo, fontes de DPs mais próximas da parede do transformador são mais fáceis de detectar e localizar do que as localizadas mais interiormente. DPs no bloco de enrolamento podem ser até impossíveis de detectar, dando medidas falsas de localização (IEEE C57.127:2018);

- A correlação entre a energia da forma de onda acústica e intensidade real da descarga é fraca devido a atenuação das ondas acústicas que se propagam no tanque (IEEE C57.127:2018);
- Para localização exata do ponto de origem de falha, acesso aos desenhos esquemáticos do transformador são necessários (IEEE C57.127:2018);

Uma solução prática que facilita a montagem do sensor de emissão acústica na parede do tanque com uma força constante é o uso de suportes especiais equipados com ímãs permanentes. O acoplamento acústico entre o sensor e parede metálica do tanque pode ser melhorado utilizando graxa ou gel de silicone, minimizando as perdas (A. Hekmati, R. Hekmati; 2017).

Ao posicionar sensores acústicos, informações valiosas podem ser obtidas consultando-se o projeto do transformador. É vantajoso evitar localizações como próximo ou diretamente acoplado aos suportes estruturais do transformador e, em vez disso, escolher áreas planas livres da carcaça. As distâncias de segurança devem ser observadas ao colocar os sensores na parte superior do tanque do transformador. Além disso, principalmente em grandes instalações, considerar que os sensores podem ser movidos durante o processo de depuração da localização das DP (IEC/TS 62478-2016).

2.4.4.3 Efeito de múltiplos caminhos de propagação

Diferentes tipos de ondas com diferentes velocidades de propagação podem ser detectadas e também reflexos e refrações resultam em efeitos de atenuação, absorção e espalhamento no interior do tanque. Existem dois tipos de ondas de pressão: longitudinais e de cisalhamento. Para as ondas longitudinais, o movimento do meio é puramente na direção de propagação. Com as ondas de cisalhamento, o movimento é transversal à direção de propagação.

Para entender como se dá a propagação de ondas acústicas, existe o conceito de impedância acústica. Quando elas incidem em diferentes materiais, mudam as propriedades relativas a transmissão e reflexão. A impedância acústica denotada por Z é dada pelo produto da densidade γ pela velocidade de propagação no material v (2):

$$Z = \gamma \cdot v \quad (2)$$

Na superfície de líquidos é possível observar ondas transversais após uma perturbação mas, no interior, líquidos suportam apenas as ondas longitudinais, ou ondas de pressão. Para óleo de transformador, em condições normais de operação, a velocidade de propagação é aproximadamente 1400 m/s, podendo variar com a temperatura (Phung, Blackburn et al; 2001). Os tanques do transformador são geralmente feitos de aço para o qual as ondas longitudinais viajam mais rápido do que as ondas transversais, ou ondas de cisalhamento: $v_t \cong 5900$ m/s e $v_c \cong 3200$ m/s (IEEE C57.127:2018).

Ao atingir partes sólidas de isolamento e estruturas, modos mais complicados chamados caminhos de propagação estruturais são tipicamente observados. As ondas acústicas têm velocidades diferentes em meios diferentes. Assim o caminho de propagação geometricamente mais curto pode não ser necessariamente o caminho mais rápido percorrido entre a fonte da DP e o sensor acústico (IEC/TS 62478-2016).

Além do caminho direto que é uma linha reta entre a fonte de DP e o sensor, existem muitos outros caminhos indiretos em que a onda de ultrassom pode percorrer antes de chegar ao sensor acústico. Devido à maior velocidade de propagação no aço, o caminho direto, embora mais curto, não é necessariamente o caminho mais rápido (Phung, Blackburn et al; 2001). A reflexão total ocorre quando o ângulo de incidência das ondas de ultrassom é maior que o ângulo crítico, em que energia sonora não é transmitida de forma direta à parede do tanque.

A Figura 10 ilustra através de um esquema o caminho de propagação mais rápido para uma onda de ultrassom, que consiste no conjunto de propagação longitudinal no meio isolante, e propagação longitudinal e de cisalhamento na parede sólida do tanque. Como a velocidade da onda de cisalhamento em materiais sólidos, como o aço (3200 m/s) do tanque, é menor que a onda longitudinal (5900 m/s) no tanque, a onda de cisalhamento sempre alcança o sensor após a onda longitudinal, sendo assim não vista explicitamente no sinal recebido e portanto normalmente não é importante para detecção ou localização de DPs (IEEE C57.127:2018).

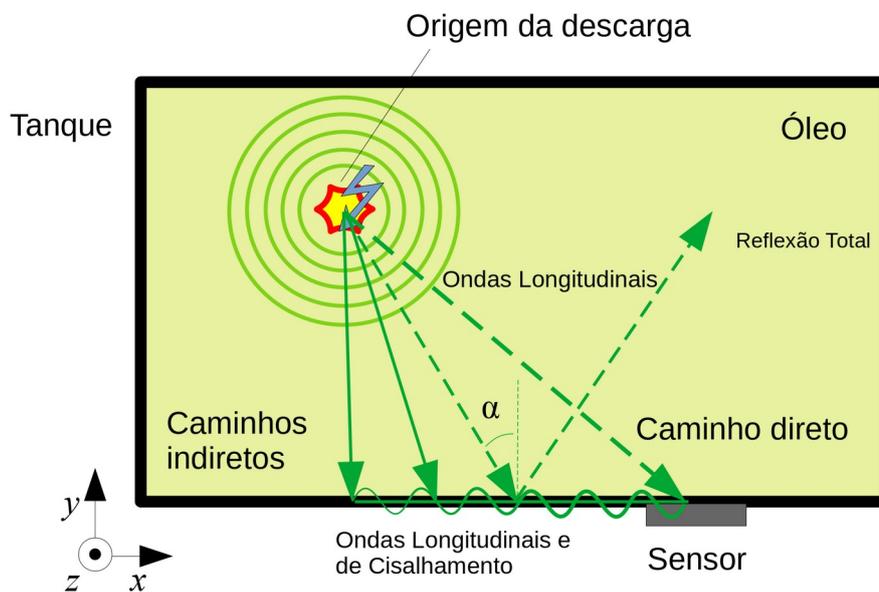


Figura 10 – Desenho esquemático dos caminhos diretos das ondas acústicas após evento de descarga parcial

Baseado nas propriedades do aço utilizado em tanques de transformadores, a propagação em espaço livre no meio oleoso só pode ser considerada se o caminho de propagação sinal é reto ou dentro o dobro de ângulo crítico α , ou ângulo de abertura 2α , dado por (3):

$$\alpha = \arctan \frac{v_{\acute{o}leo}}{v_{a\grave{c}o}} \quad (3)$$

Somente quando fontes pontuais estão dentro campo de visão do sensor com o ângulo de abertura, o sinal acústico direto ocorre primeiro. Para fontes fora do campo de visão (ver Figura 11), o sinal acústico direto é recebido após o sinal mais rápido, que consiste naquele que atingiu o tanque dentro do ângulo crítico e se propagou pelas paredes do tanque. O ângulo de abertura 2α típico, citado pela norma (IEEE C57.127:2018) é aproximadamente 30° , escolhendo $v_{\acute{o}leo} = 1415 \text{ m/s}$ e $v_{a\grave{c}o} = 5900 \text{ m/s}$.

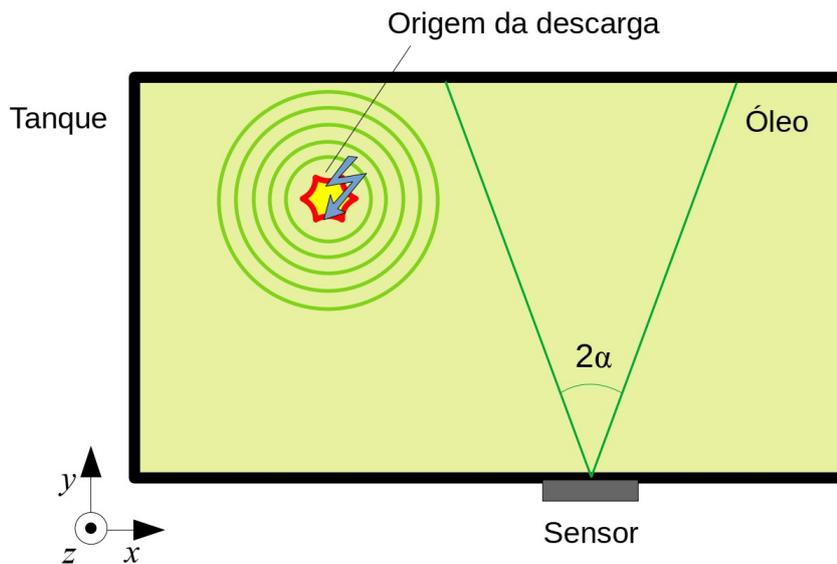


Figura 11 – Ângulo de abertura para a propagação de uma onda acústica no interior do tanque

Mesmo com a recepção após outras trajetórias mais rápidas, o caminho de propagação direta da onda acústica ainda pode ser identificado em formas de onda no domínio do tempo, já que possui a maior amplitude, enquanto sinais mais rápidos possuem menor amplitude.

A rota de transmissão da onda acústica envolve considerar as seguintes características (IEC/TS 62478-2016):

- Os modos de propagação da onda acústica e suas variações ao longo do caminho de propagação da fonte ao elemento sensor;
- Variações na velocidade de propagação dependendo de diferentes materiais e condições, como, por exemplo, para o óleo isolante: variação relativamente alta da velocidade com temperatura, e variação pequena com umidade;
- Dispersão: dependência da velocidade de propagação de acordo com frequência;

- Atenuação dependente em frequência de pulsos acústicos em diversos materiais de isolamento ou compostos e estruturas;
- Casamento de impedâncias acústicas nas fronteiras de diferentes materiais;
- Distância do elemento sensor à origem da DP.

Medidas incorretas podem ocorrer devido a barreiras e reflexões internas, gerando vários caminhos de propagação. Os efeitos destes podem ser minimizados pelo uso um acoplante acústico, como glicerina ou silicone em gel (Howells, Norton; 1981), uma camada espessa de graxa (Phung, Blackburn et al; 2001), ou cera de abelha (Hekmati, Hekmati; 2017).

O sinal se propagando pela parede do tanque geralmente sofre maior atenuação do que o sinal direto vindo do óleo. Portanto, se o sinal parecer ser complexo, o atraso de tempo pode ser determinado através de uma característica de sinal que contém a amplitude máxima, ao invés do ponto inicial de detecção (Howells, Norton; 1981).

Como o caminho de propagação do sinal da emissão acústica não é exclusiva ao óleo, a inclusão de outros materiais afeta as estimativas de localização. Felizmente, o comprimento do caminho nesses outros materiais é bastante curto em comparação com a distância percorrida no óleo. Além disso, a velocidade do som nesses materiais é significativamente maior do que no óleo. O efeito líquido nas estimativas da localização da fonte é geralmente muito pequeno. O efeito significativo das temperaturas na velocidade sônica do óleo é mais preocupante porque pode levar a erros maiores na localização. Entretanto, a inclusão de vários materiais no caminho de propagação, afeta a atenuação do sinal, impactando na relação sinal-ruído (SNR), resultando em sinais de amplitude inferior que requerem aplicação de técnicas avançadas de redução de ruído (Howells, Norton; 1981).

2.4.4.4 Verificação de desempenho para sensores de emissão acústica

Entre os ensaios para determinar o desempenho e sensibilidade do sensor, primeiro é recomendado estabelecer a banda de frequências operantes e magnitude de resposta para sinais de DP reais conhecidos. Deve ser considerada a resposta vinda do sensor acústico correspondente a uma descarga com nível de carga aparente conhecido, expresso em picocoulombs (pC) (IEC/TS 62478-2016).

Sinais de DPs obtidos pelo método de detecção elétrica padrão utilizam limiares para considerar atividade severa: geralmente de 300 a 500 pC já indicam falhas do isolamento (IEEE C57.127:2018). Devido às atenuações causadas pela distância de propagação e diferentes materiais na trajetória da onda acústica, não existe limiar a considerar para a técnica acústica. Uma descarga profunda de intensidade forte localizada num enrolamento pode ficar muito fraca até alcançar o sensor acústico. Além disso, diferenças no ganho de pré-amplificador configurado para o ensaio de detecção causa diferenças na magnitude medida.

Após os primeiros ensaios, o sinal de um emissor de descargas artificiais pode ser registrado pelo sensor, como, por exemplo, um cristal piezoelétrico usado de modo reverso, com características de magnitude e tempo de subida desejáveis, pulsado por um degrau de tensão. Se tanto o espectro em frequência como a intensidade de sinal da fonte acústica

artificial forem análogas à DPs reais, a fonte artificial pode ser utilizada como uma referência de sensibilidade (IEC/TS 62478-2016).

Entretanto, quando medidas acústicas são realizadas, uma variação de 3 dB em sensibilidade é esperada devido ao acoplamento do sensor, sendo que as ondas acústicas podem ser altamente dispersivas. Portanto os ensaios de validação ainda não são adequados para a calibração, sendo realizados para o propósito de verificação (IEC/TS 62478-2016).

Sistemas de detecção acústica podem combinar a aquisição e registro de múltiplos sinais de emissão acústica sendo capazes de (IEEE C57.127:2018):

- Qualificar o sinal de DP determinando seus parâmetros a partir da forma de onda, como tempo de subida (*rise time*), duração de pulso e assincronicidade com a frequência da rede (necessariamente há uma descorrelação devido aos atrasos de propagação);
- Providenciar uma medida relativa do nível de atividade pelo nível de energia recebido na face do transdutor. Isso pode ser realizado através da contagem do número de pulsos acústicos, e o cálculo da integral da forma de onda acima do limiar de consideração de DP. Entretanto, a norma destaca que essas medidas não conseguem fornecer precisamente o nível de energia da DP;
- Calcular a localização da fonte do sinal.

2.4.4.5 Recomendações no sensoriamento acústico de descargas parciais em transformadores em campo

Para atividade de DPs dentro do stack de enrolamentos, cilindros de barreira ou outros componentes encobertos por materiais estruturais do transformador, a localização muitas vezes é difícil, mesmo sendo possível detectar o sinal. No entanto, todo transformador precisa ter canais de escoamento de óleo com seção transversal suficiente para permitir o resfriamento necessário, às vezes obtendo resultados surpreendidos. A Figura 12 ilustra como uma fonte de DP pode estar localizada profundamente encoberta pela estrutura do transformador.

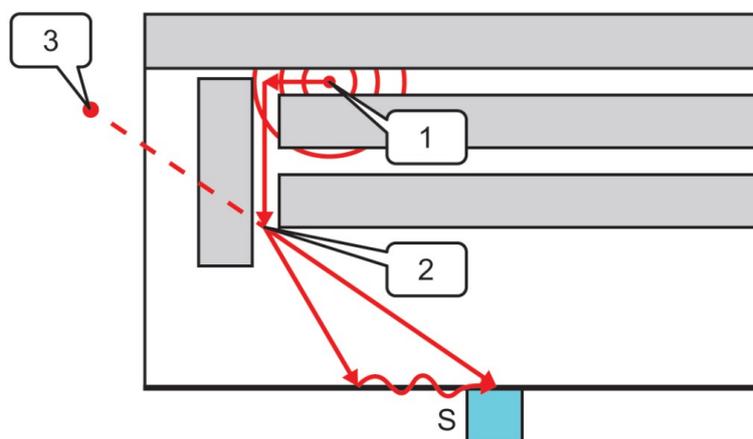


Figura 12 – Fonte de DP profunda, trajetória do sinal e localização assumida, fonte: (IEEE C57.127:2018)

Na Figura 12 o sinal acústico se propaga através dos canais de óleo e, quando livre, sai em múltiplas trajetórias, sejam por caminhos diretos ou por trajetórias compostas da propagação no tanque. A norma (IEEE C57.127:2018) chama atenção para o caminho direto percebido no exemplo que aponta para fora do tanque (Balão 3 da Figura 12).

O posicionamento e fixação de transdutores são críticos para evitar sinais atenuados ou que resultam em indicações falsas. As recomendações gerais mais relevantes de (IEEE C57.127:2018) são:

- O contato entre o transdutor e o tanque do transformador é crítico. Simplesmente colocar um transdutor na superfície do tanque do transformador geralmente produz um sinal muito fraco. É aconselhável limpar a área livre de sujeira, óleo, insetos, etc. e até o polimento com um pano abrasivo antes de colocar o transdutor;
- O acoplante acústico é essencial para melhorar o casamento mecânico e acústico entre o sensor e a superfície do tanque. Deve ser aplicado de forma homogênea na superfície limpa antes da fixação. Gel acoplante suficiente aplicado a face dos transdutores ajuda melhorar a transmissão acústica do sinal através da parede metálica. Colocar muito acoplante não é prejudicial ao teste (embora porventura seja desperdício), enquanto pouco acoplante pode inibir a capacidade sensível do sensor;
- Outra fonte de informações importante são os desenhos e as fotografias da montagem interna do transformador se disponíveis, indicando áreas prováveis de fontes de DPs e se o problema pode estar no lado LV ou HV, ou nos extremos, e se é em direção ao topo, centro ou fundo do tanque. Uma busca pela fonte PD problemática dentro de tal conjunto pode incluir a colocação de sensores ao longo dos enrolamentos, sobre cada comutador, desenergizado ou ao longo dos condutores de alta tensão, conectando cada enrolamento de alta tensão à sua respectiva bucha;
- Evitar locais onde há blindagem magnética ou não-magnética, o que causará maior atenuação ao sinal. Blindagens magnéticas bloqueiam o sinal acústico dos sensores, em que é útil conhecer a região instalada através das imagens ou relatórios de experiência anteriores com o transformador ou dados do fabricante;
- Transformadores construídos com parede dupla, os transdutores devem ser colocados nas juntas soldadas entre as duas paredes, o que rende um sinal mais forte. O ar no interior de cavidades atenua os sinais acústicos, adicionando impedância acústica na trajetória de propagação;
- Por razões de segurança, não posicionar sensores em áreas de alta tensão, a não ser que o instrumento de medição for isolado do operador (e.g. à fibra óptica ou sem-fio);
- Providenciar o espaçamento suficiente entre os sensores para garantir sinais independentes;
- Verificar a operação por sensor, e o desempenho geral. Amplificadores devem ter a mesma sensibilidade para todos os sensores utilizados;
- Não fixar sensores nas caixas de controle;
- A operação do comutador de tap sob carga é associado a uma grande energia eletromecânica que se propaga através do transformador como um todo, ações devem ser tomadas a fim de identificar as operações durante o ensaio, para poder distingui-la;

- Proteção contra tensões transientes deve ser aplicada à entrada dos instrumentos/dispositivos de teste;
- Sinais eletroestáticos ou magnéticos anormais podem provocar falsas indicações e/ou danos ao equipamento.

Deteção de DPs pela técnica acústica possui diferenças quando realizada em um ambiente de fábrica controlado ou laboratório e quando é realizada em campo. A lista as principais diferenças conforme as considerações do ensaio.

Tabela 3 – Diferenças entre deteção de DPs acusticamente em ambiente de fábrica ou em campo, adaptado de IEEE C57.127:2018

| Considerações do ensaio | Testes em Fábrica | Testes em campo |
|--|---|--|
| Fontes de ruído ambiente | Controlável | Controle limitado: presença de equipamentos circundantes críticos em atividade. Processamento de sinais e análises posteriores podem reduzir ou eliminar ruído em alguns casos |
| Bombas de resfriamento | Podem ser desligadas | Podem precisar ser mantidas ligadas para atender requerimentos da operadora |
| Clima | Testes realizados em ambiente fechado | Controle limitado: chuva, granizo, temperatura, vento etc. Processamento de sinais e análises posteriores podem reduzir ou eliminar ruído em alguns casos |
| Fonte de alimentação para a instrumentação | Energia limpa disponível | Módulos adicionais para isolação, filtragem e/ou fonte ininterrupta necessários |
| Aterramento | Um aterramento apropriado pode ser construído na bancada de teste | O ponto de aterramento precisa ser localizado |
| Acesso ao equipamento | Precauções são necessárias para trabalho próximo de instalações elétricas | Precauções são necessárias para trabalho próximo de instalações elétricas |
| Desenho do transformador | A planta e características do equipamento estão disponíveis | Geralmente se possui conhecimento limitado sobre o que está no interior do tanque |

2.4.4.6 Procedimentos para ensaios de deteção acústica de DPs próximo a transformadores em campo

Visando entender os aspectos práticos que podem surgir na técnica de deteção, maior foco foi dado aos procedimentos de deteção de descargas parciais (DPs) em campo.

Os seguintes procedimentos iniciais são previstos para deteção acústica de DPs próximo a transformadores em campo (IEEE C57.127:2018):

- 1) Monte o equipamento de teste em um local conveniente para acesso ao transformador e uma fonte de serviço da subestação. Ao investigar um transformador de alto risco, que está emitindo gases de forma severa, é recomendado instalar o equipamento de teste a uma distância segura ou em uma área protegida;

- 2) Estabelecer um ponto de aterramento comum para toda a instrumentação e o transformador;
- 3) Os transdutores geralmente são conectados ao equipamento de aquisição por cabos coaxiais. A passagem de cabos deve ser escolhida para minimizar a captação de interferências eletromagnéticas de barramentos e conexões de aterramento na área de teste. Verificar a operação adequada do sistema de inspeção;
- 4) Usando um ganho de amplificação baixo, verificar a sensibilidade de cada sensor batendo levemente na parede do tanque imediatamente ao lado, criando um sinal acústico que deve ser detectado e visualizado no sistema de aquisição.
- 5) Um teste operacional deve ser realizado para garantir a mesma sensibilidade para todos os sensores. Muitos usuários verificam a sensibilidade do transdutor quebrando a ponta de um lápis contra o tanque próximo ao transdutor, e aconselham que isso se limite a tanques com espessura máxima de parede de 19 mm (3/4 pol.). Outra técnica é acoplar um transdutor acústico para criar um sinal no tanque e medir a saída dos outros sensores. Os sinais registrados pelos vários transdutores devem ser comparados para ver se são razoáveis e consistentes;

Geralmente não há indicação por onde começar a procura da fonte de DP, a não ser que monitoramento online prévio de DPs pela técnica elétrica foi realizada anteriormente para dar as primeiras pistas (fase suspeita, lado de alta tensão ou baixa tensão etc). Portanto, os principais pontos a considerar no escaneamento cobrindo completamente o transformador são (IEEE C57.127:2018):

- 6) Para um transformador trifásico, instale 1 sensor na área geral da conexão inferior a cada bucha. Coloque os sensores adicionais aproximadamente no centro de cada ramo de enrolamento (ver Figura 13) nos lados de alta tensão (AT) e baixa tensão (BT) do tanque, e nas extremidades do tanque. Para um transformador monofásico instalar 1 sensor também para cada bucha de AT e BT, colocar sensores adicionais em cada uma das quatro paredes do tanque, centralizados ao ramo de enrolamento;

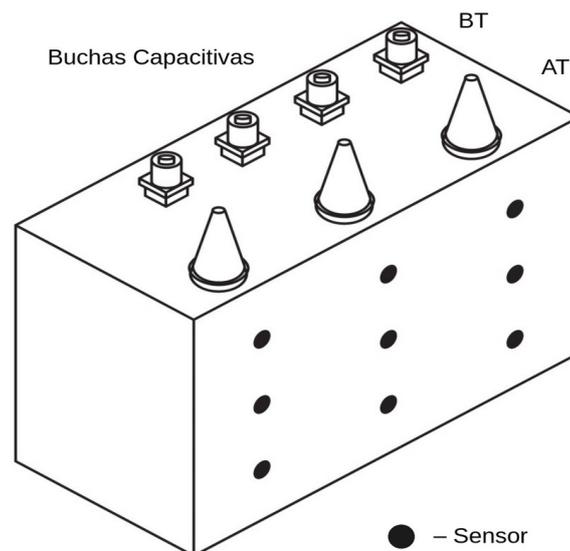


Figura 13 – Posicionamento de sensores inferior a cada bucha para transformador trifásico, adaptado de (IEEE C57.127:2018)

- 7) Se a fase apresentando falha é conhecida, os sensores devem ser posicionados próximos ao seu ramo de enrolamento. Se o transformador tiver um autotransformador preventivo interno, deve-se considerar a colocação de 1 ou 2 transdutores próximos a sua localização;
- 8) Se nenhum dos sensores indicar atividade DP, é indicado aumentar ligeiramente o ganho de amplificação e repetir o teste. Se ainda não houver sinais claros de atividade, os sensores terão que ser movidos manualmente, talvez por um deslocamento de 0.5 m verticalmente ou horizontalmente, e testados novamente. Outra sugestão é mover alguns dos sensores para o lado oposto do tanque. Este é um processo de tentativa e erro que continua até que pelo menos um dos sensores indique a presença de atividade de DPs;
- 9) Pode ser necessário mover os sensores para melhorar a recepção de sinais para uma fonte de DP específica. Ensaio anteriores sobre o mesmo modelo de transformador permitem estabelecer parâmetros de software e posicionamentos similares quando testando transformadores idênticos. O tempo para permanência de determinada configuração de sensores depende da atividade acústica. É citado o tempo médio de 4hs antes de efetuar a mudança de posições, permitindo que padrões de emissão sejam consistentes e repetíveis. Se a atividade de DPs é baixa ou aleatória, o monitoramento pode ser estendido até o próximo dia;
- 10) A sensibilidade do sinal varia para cada sistema de medição em particular. A configuração de nível para aceitação para sinal de DP depende do ruído encontrado no transformador a ser testado na prática, dependendo do tipo de núcleo, ruídos de operação da bomba, ventoinhas, etc. A melhor configuração inicial é aquela que é menos sensível mas fornece um padrão claro de emissão acústica, evitando os ruídos acústicos provenientes do núcleo, bombas/ventoinhas ou outras fontes. A sensibilidade pode então ser otimizada durante o processo de localização do sinal;
- 11) Um diagrama tridimensional pode ser construído estabelecendo uma referência para coordenadas zero, por exemplo, usando um canto conveniente do tanque. Depois que os sensores são posicionados e plotados no diagrama, o atraso de tempo em cada sinal do transdutor pode ser usado para estimar a localização da fonte. Usar o número máximo possível de sensores melhora a precisão e a utilidade dessa abordagem.

Quando o transformador é energizado para atuar na rede, os níveis de tensão são razoavelmente constantes. Conforme explicado no capítulo seguinte na seção 3.2 Intensidade e ocorrência dos pulsos, existem limiares para a atividade de DPs denominados tensões de início e extinção, que delimitam e caracterizam o tipo de descarga parcial de acordo com sua fase em relação a da rede. Quando o nível de tensão é constante, torna difícil determinar esses parâmetros, em que há técnicas para variar condições do sistema para ajudar a caracterizar a fonte de emissão acústica (IEEE C57.127:2018):

- a) Variar a carga do transformador para ver se a atividade acústica está relacionada à carga;
- b) Aumentar ou diminuir a tensão do barramento em vários kV por comutação de tap e/ou comutação de capacitor /reator;
- c) Mover o(s) comutador(es) sob carga do transformador para cima ou para baixo um passo de cada vez para ver o impacto na atividade acústica;

A correlação entre as características de emissão acústica e a carga aparente da DP em pC podem levar a conclusões falsas acerca da investigação, principalmente em campo devido às perturbações externas e aos efeitos da atenuação dos sinais acústicos e elétricos. Isso significa que nenhum valor absoluto da atividade de DP pode ser determinado a partir de parâmetros acústicos feitos em campo.

Intuitivamente, uma fonte de DP mais intensa produzirá uma amplitude de emissão acústica e taxa de repetição mais altas do que uma fonte fraca, isso porque no local de uma descarga intensa pode haver vários locais ou perturbações que estão produzindo DPs e emissões acústicas de maior energia. É necessário considerar os desenhos de projeto ao fazer medições acústicas em transformadores, conforme as observações (IEEE C57.127:2018):

- Alguns transformadores não possuem blindagem no tanque ou barreiras de fluxo direcionadas, tendo espessura da parede de 6 mm ou menos. Uma determinada DP provavelmente transmitirá mais energia acústica ao local do transdutor se o transformador tiver uma parede de tanque de 6 mm que se o transformador tiver 10 mm de espessura e blindagem na parede do tanque;
- Os locais de DPs onde a atenuação até o sensor é alta, podem ser onde falhas mais graves podem ocorrer. Isso inclui regiões dentro dos enrolamentos e nos espaços no topo e no fundo (*high-low spaces*). A atenuação é causada pela propagação do sinal acústico obstruído pelo enrolamento, paredes de tanque mais grossas ou com blindagem, a presença de mais barreiras de isolamento, etc. Uma fonte de DP pode ser atenuada ao ponto de que a taxa de contagem de DP seja baixa ou inexistente;

A energia acústica de um sensor reflete uma combinação de magnitude e taxa de repetição da DP, a distância que ela está do transdutor e o efeito dos meios os quais a onda acústica atravessa. Um ensaio de emissão acústica justifica a necessidade de investigações adicionais varia dependendo do tamanho do transformador, bem como da magnitude e do tipo de DP. A norma (IEEE C57.127:2018) não recomenda usar ensaios acústicos como critério de aceitação, visto que os dados obtidos ainda não são suficientemente conclusivos.

Entretanto, devido ao alto valor de transformadores de potência e custo grande de falha catastrófica, a detecção de DPs internas deve ser causa para acompanhamento de sua evolução. A técnica acústica consegue em campo avaliar o comportamento de uma fonte de DP com tempo, localizar e fornecer uma estimativa qualitativa do nível de atividade envolvida. Complementada por outros testes, medições acústicas podem ser utilizadas como meio para identificar a fonte potencial da DP e o tipo de sinal obtido, bem como a causa e gravidade do problema,

3 Parâmetros avaliados na detecção acústica de descargas parciais

3.1 Banda no domínio da frequência e tempo-frequência

Os parâmetros no domínio do tempo geralmente são considerados insuficientes para a caracterização dos fenômenos de DP, não constituindo um critério apropriado para a detecção (Mohammadi, Niroomand et al; 2009). Normalmente, perturbações acústicas em geral possuem formato de impulso semelhante que podem ser confundidas.

Para fins de caracterização de descargas parciais, normalmente o espectro de frequências precisa ser investigado. O espectro característico para um sinal de descarga parcial pode ser visto na Figura 14.

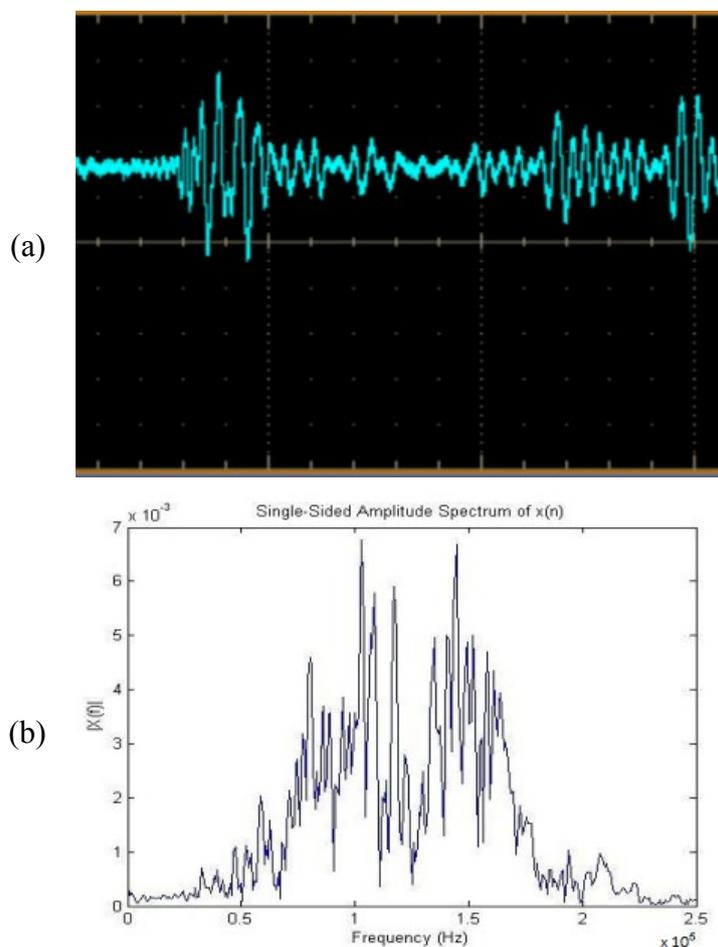


Figura 14 – Descarga parcial (a) no domínio do tempo; e (b) no domínio da frequência (Shaker, Y; 2019)

As características de espectro de descargas parciais relacionadas a possíveis falhas de isolamento de instalações elétricas são: frequência máxima, frequência média, frequência RMS, frequência de magnitude máxima e fator de pico. Esses parâmetros caracterizam valores de amplitude e energia transferida a frequências específicas pelos pulsos de emissão acústica. Para determinar o formato do espectro de amplitude e densidade de energia, (Mohammadi, Niroomand et al; 2009) propõem a frequência mediana.

A natureza do espectro de frequência difere bastante da análise do domínio do tempo, sendo que o formato do espectro de frequência é pouco afetado pela duração dos pulsos de emissão acústica. Tanto pulsos únicos do sinal de emissão acústica quanto uma série de pulsos de acordo com (Mohammadi, Niroomand et al; 2009), não afeta a frequência mediana ou frequência de magnitude máxima, ao passo que influencia parâmetros relacionados à amplitude e energia.

3.1.1 Análise no domínio do tempo-frequência

O caráter da mudança ao longo do tempo das estruturas de frequência para pulsos de emissão acústica gerados por descargas parciais, pode ser feita usando as transformadas no domínio do tempo-frequência a saber: Transformada de Fourier de Curto Tempo (STFT), Transformada Gabor e Transformada Wavelet (Mohammadi, Niroomand et al; 2009).

A STFT é feita decompondo um sinal em componentes senoidais, para janelas periódicas do sinal.

Na análise de wavelet, no entanto, a distribuição de sinal é obtida através uma sequência de funções básicas definidas, chamadas *wavelets* (Mohammadi, Niroomand et al; 2009).

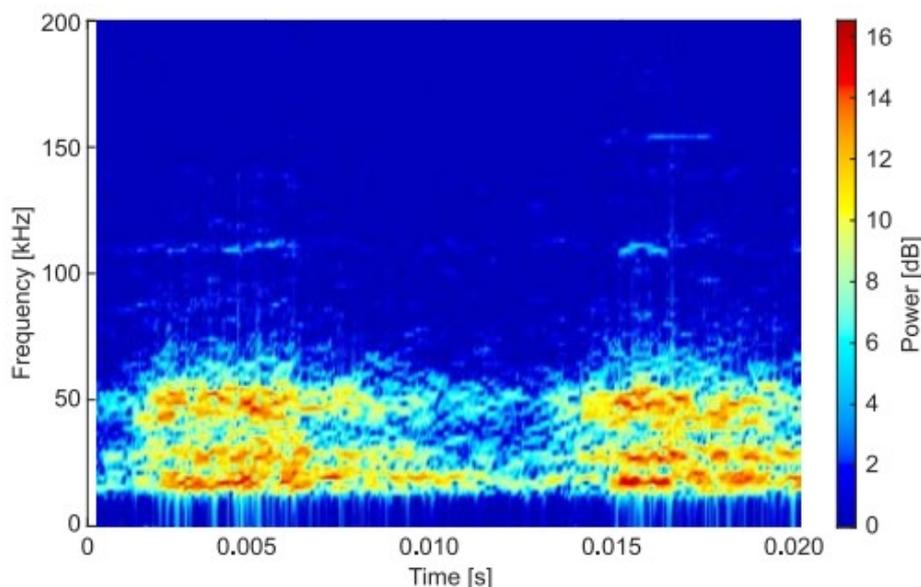


Figura 15 – Exemplo de análise de tempo-frequência de emissão acústica de uma descarga parcial artificial ponto-plano (M. Kunicki; 2020)

Em soluções práticas, busca-se um compromisso entre a precisão do cálculo do espectro de frequência e a precisão da avaliação no tempo, com especial atenção à ocorrência e dinâmica do sinal estudado. As informações obtidas sobre o tempo de ocorrência de uma dada mudança no tempo e o espectro de frequência correspondente são o assunto da teoria das transformações de frequência de tempo. Normalmente, o objetivo da transformação da tempo-frequência é obter tão preciso quanto possível, a decomposição de frequência e amplitude combinada (demodulação) do sinal composto analisando-a em função do tempo ou espaço (Mohammadi, Niroomand et al; 2009).

(Mohammadi, Niroomand et al; 2009) mostram que, com base em parâmetros do espectro de frequência, bandas de frequência média, fator de pico, coeficiente de forma e frequência mediana, comparadas simultaneamente, é possível identificar DP, e caracterizar diferentes tipos de descargas através de suas assinaturas no domínio do tempo-frequência.

A análise wavelet possibilita otimizar a resolução tempo-frequência porque durante o processamento do sinal as janelas possuem tamanho variável: janelas mais estreitas podem ser utilizadas para frequências altas, janelas amplas para baixas frequências. A STFT usa vários tipos de janelas de observação, mas uma duração de tempo constante, e portanto, possui resolução de tempo constante para todo o plano de frequência de tempo, de acordo com o tipo de janela utilizada (Mohammadi, Niroomand et al; 2009).

3.1.2 Técnicas de redução de ruído (*denoising*)

Dependendo da instalação elétrica que está sendo investigada, pode ser importante junto aos métodos acústicos a redução do ruído de sinal, que pode incluir a filtragem de sinal, considerações estatísticas do sinal (valor médio), ou abordagens de redução de ruído baseadas em wavelet (IEC/TS 62478-2016).

As formas de onda dos sinais originais de pulso de descarga parcial incluem o sinal acústico e o ruído de fundo. Percebe-se que o ruído altera a forma da onda acústica detectada, principalmente por interferências elétricas que entram e afetam a instrumentação de detecção. O sinal modificado possui indeterminações e.g. múltiplos picos na onda na forma, o que torna o tempo de propagação difícil de determinar (Lu, Tan et al; 2000).

Estando a instalação elétrica ativa no momento da detecção, seus subsistemas podem gerar ruído acústico e elétrico que podem gerar interferências ao sistema de detecção. No caso de transformadores tem-se os ventiladores de resfriamento e as bombas de circulação de óleo que podem gerar perturbações. A implementação de filtros associado ao sistema de detecção podem mitigar esses problemas (Howells, Norton; 1981).

Como a banda de frequência de ruídos acústicos geralmente não ultrapassa 50 kHz, eles podem ser filtrados através de transformada wavelet. Em (Lu, Tan et al; 2000) foi alterada a frequência central do wavelet mãe tipo Gabor, em que foi implementado a transformada wavelet contínua (CWT).

3.2 Intensidade e ocorrência dos pulsos

Faz-se importante realizar a distinção entre banda de frequência das ondas acústicas recebidas e frequência na ocorrência dos pulsos, em que é medido quantas vezes ocorre os eventos de descarga parcial sob determinado valor de fase em relação a tensão de rede por toda duração do ensaio.

Conforme mencionado anteriormente, ainda não há como relacionar o resultado obtido da técnica acústica com a verificação padrão da carga aparente conforme disposto nas normas (ABNT NBR IEC 60270) e (IEEE C57.113:2010). Entretanto, a diferença de intensidade entre um pulso de descarga para outro pode ser comparada de forma qualitativa através da amplitude de pico. Uma breve menção é realizada nessa seção do parâmetro de intensidade pela utilidade em realizar análise da condição de transformadores. Quando tal medida é associada a carga aparente q da descarga, é possível representá-la no diagrama de Descargas Parciais Resolvidas em Fase (PRPD), conforme as Figuras 16 e 17.

A norma (IEEE C57.113:2010), referente à técnica de detecção por acoplamento elétrico, nos seus anexos, traz como exemplo algumas medições que indicam falhas relacionadas ao padrão apresentado no PRPD.

A Figura 16 demonstra descargas rastejantes (creeping) em um transformador de potência, que possui no semiciclo positivo sequências de pulsos de DPs características, aumentando gradualmente a magnitude com o nível de tensão, desaparecendo repentinamente após o valor de pico positivo é atingido (tensão de extinção). No semiciclo negativo, os pulsos disparam em magnitude com a diminuição do nível de tensão, também desaparecendo quando o valor de pico negativo é atingido. Além disso, pode-se observar que os eventos de DPs ocorrem nos dois semiciclos somente após a tensão de limiar para o rompimento da rigidez dielétrica do meio isolante é atingida, conforme esperado.

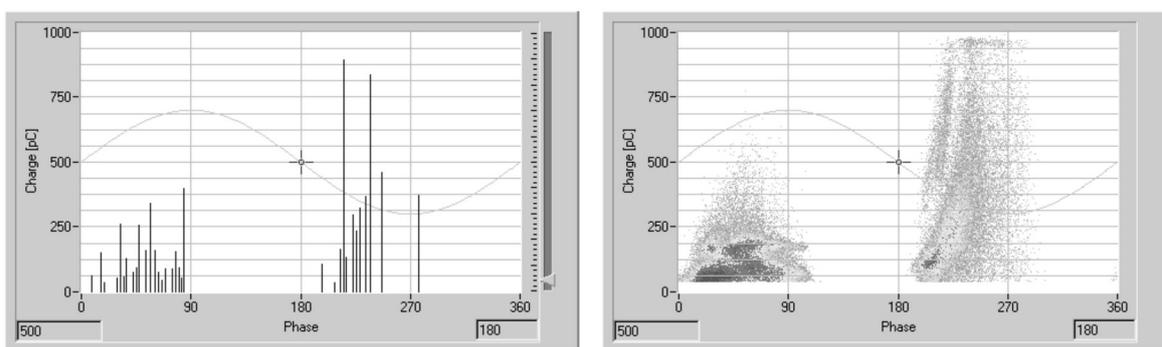


Figura 16 – Descargas parciais rastejantes (creeping) em óleo isolante de transformadores de potência³ (IEEE C57.113:2010)

³Esquerda: visão de um único ciclo AC, direita: PRPD para um tempo de gravação de 120s.

Esse fenômeno é diferente de descargas corona no ar, já que nesse caso descargas positivas só aparecem com um nível de tensão significativamente acima da tensão de limiar. Ainda mais, as magnitudes de pulso para descargas corona são variadas, adentrando uma grande faixa, com diferenças substanciais entre os semiciclos positivos e negativos.

Outro exemplo de medição apresentado em (IEEE C57.113:2010) é referente a DPs devido à presença de bolhas (vazios) no óleo de transformadores de potência. As assinaturas do PRPD nesse caso são muito diferentes daqueles de descargas de superfície. As tensões inicial e extinção da ocorrência eventos de DP sofrem de uma histerese característica, em que a tensão de extinção pode diminuir após longos tempos de fadigamento do dielétrico. Ainda mais, eventos de DPs podem desaparecer repentinamente mesmo se a tensão alternada de teste permanecer constante, em que eventos podem disparar novamente.

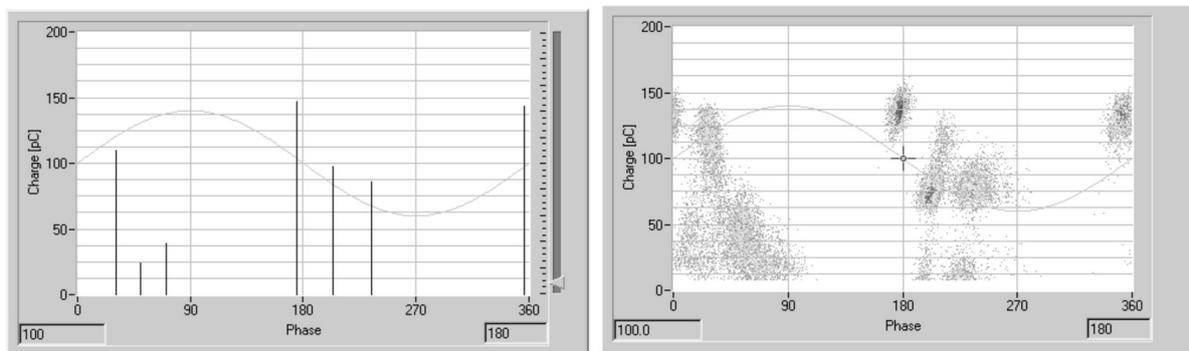


Figura 17 – Descargas parciais devido à presença de bolhas (vazios) em óleo isolante de transformadores de potência (IEEE C57.113:2010)

Fenômenos relacionados a DPs muitas vezes podem ser complicados diagnosticar, cujas características peculiares devem ser levadas em conta para avaliar a condição de transformadores de potência. O diagrama de PRPD mostra-se, portanto, uma ferramenta importante para relacionar as diferentes grandezas associadas a DPs com o tipo de falha presente.

3.3 Localização

A localização de descargas parciais (DP) em transformadores é agrupada em duas tarefas principais: 1) obter evidências de DP através de um processo de detecção, fornecidas o mais sensível possível e ao mesmo tempo serem distinguidas de distúrbios potenciais; 2) determinar a origem da falha através de métodos de localização (IEC/TS 62478-2016)

Ao medir descargas parciais (DP) em instalações de alta tensão, duas abordagens diferentes para localizar a fonte da DP são normalmente empregadas (IEC/TS 62478-2016):

- 1 Alterações nas amplitudes ou deformações nas formas de onda do sinal podem dar indicações sobre a localização da fonte DP;
- 2 Medir os tempos de propagação dos pulsos DP para calcular a origem, referidos como localização TDOA (diferença de tempo de chegada) ou medições de tempo de propagação (time-of-flight).

Os métodos de localização acústica pura podem ser baseados no sinal da DP e/ou tempo de chegada. Dependendo na instalação de alta tensão, medições podem ser realizadas através de canal único ou multicanal (IEC/TS 62478-2016). Conforme será discutido com maiores detalhes da seção seguinte, para realizar a computação com tempos de propagação, uma localização geométrica toda acústica da origem da DP exige no mínimo sinais vindo de 4 sensores.

3.3.1 Localização por diferenças de tempo de chegada (TDOA)

O objetivo primário de localização de DP através do tempo de chegada é estabelecer um número suficiente de sinais acústicos registrados simultaneamente de forma a resolver as chamadas equações de observação, permitindo estimar a localização da descarga dentro de certa tolerância. (IEC/TS 62478-2016).

Três variantes da localização geométrica baseada em tempo de propagação podem ser discriminadas (IEC/TS 62478-2016):

- a) localização de DP totalmente acústica usando apenas sinais acústicos de DP;
- b) localização mista de DP eletromagnética-acústica usando sinais de DP acústicas em combinação com sinais de DP eletromagnéticas ou elétricas;
- c) localização de DP totalmente eletromagnética usando apenas sinais de DP eletromagnéticas de vários sensores UHF montados no transformador.

Nesta seção serão tratadas especificamente a localização pelo método acústico, sendo que a conceituação apresentada pode ser aplicada ao caso eletromagnético considerando as diferenças físicas entre ondas eletromagnéticas e ondas acústicas.

A Figura 18 apresenta uma visão de cima do tanque do transformador. A localização consiste em obter através do tempo de detecção para cada sensor a origem espacial da descarga parcial nas três dimensões.

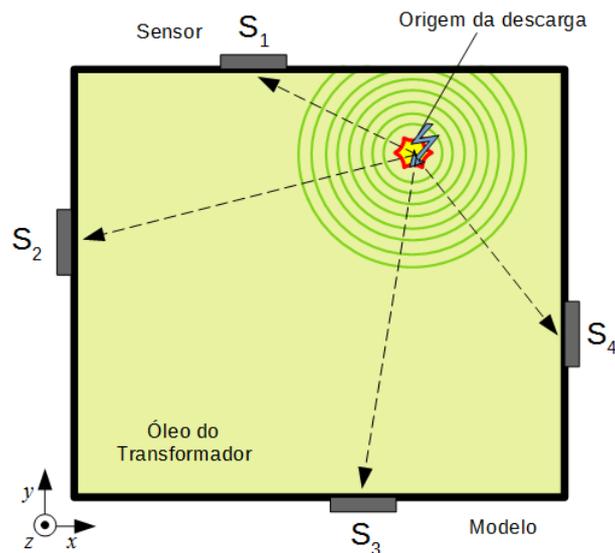


Figura 18 – Visão esquemática da propagação de ondas acústicas dentro do modelo simplificado

A Figura 19 demonstra a medição simultânea de pulso elétrico e sinal acústico vindo da mesma descarga parcial. Devido à alta velocidade da onda eletromagnética no óleo em relação ao ultrassom, é possível considerar o atraso de tempo entre o pulso elétrico e início da onda acústica como o tempo de propagação da onda no óleo.

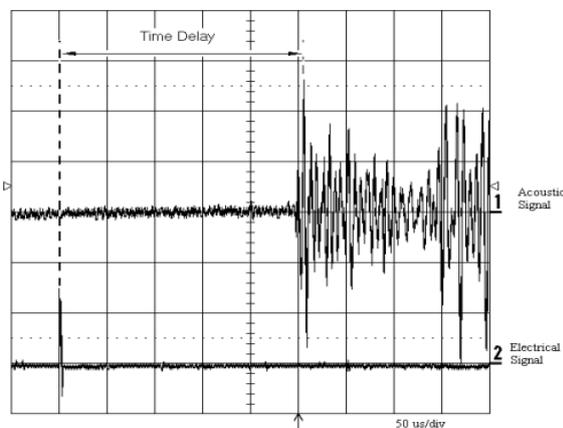


Figura 19 – Método para medir o tempo de propagação de uma descarga parcial (Phung, Blackburn et al; 2001)

O método escolhido pode ocasionar sensibilidade reduzida de localização para descargas fracas (de baixa intensidade) ou profundas (precisa atravessar diversos meios para chegar aos sensores), em que a aplicação de cálculos de média pode melhorar a sensibilidade acústica. Um teste essencial antes de uma aplicação da técnica para um sinal acústico de DP repetitivo é se o mesmo pode ser detectado em ao menos um canal do sistema de medição. (IEC/TS 62478-2016)

Para localização por tempo de propagação faz-se importante a redução de ruído para identificar corretamente os tempos de atraso. Como o ponto de interesse no sinal é o início do pulso de descarga, às vezes pode ser difícil sua determinação pela atenuação severa que tende a "arredondar" a borda do pulso detectado. Para minimizar esse efeito, (Howells, Norton; 1981) elevou o sinal analógico recebido ao quadrado antes de extrair o tempo de propagação.

Ao usar métodos de localização baseados no tempo de chegada, normalmente uma descrição matemática ou modelo é aplicado para determinar a localização espacial de DP. As equações variam de equações de diferença linear dos tempos de ocorrência entre pulsos de DP diretos e refletidos, a sistemas não-lineares de funções esféricas (triangulação). (IEC/TS 62478-2016).

A base importante de qualquer processo de localização baseado no tempo de chegada é a determinação correta do tempo de chegada dos pulsos, sinônimo de determinar o verdadeiro início do pulso de DP transiente (ou uma parte característica do sinal não afetada ao se propagar através do objeto de teste). Tanto a determinação manual do tempo (realizada por um analista experiente) quanto a determinação automática do tempo por técnicas de processamento de sinal são empregadas. (IEC/TS 62478-2016)

Um modelo matemático com base na teoria de medição acústica pode ser estabelecido usando os tempos de propagação da onda de ultrassom dentro do tanque. Para uma análise simplificada, considera-se o espaço de propagação do transformador em que as ondas somente são transmitidas pelo dielétrico homogêneo que preenche um tanque retangular, sem reflexões e sem propagação de ondas transversais e longitudinais pelo tanque, conforme a Figura 20.

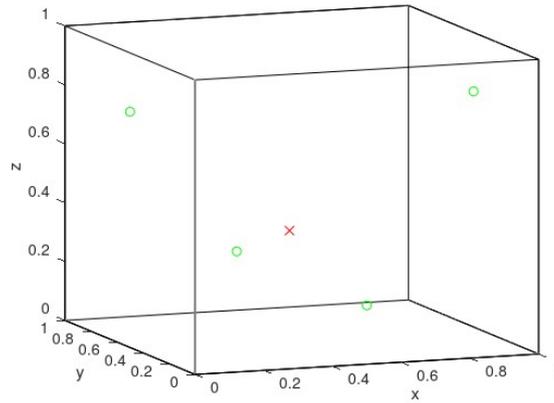


Figura 20 – Espaço de propagação simplificado, tanque retangular sem reflexões

Dado um ponto **P** de coordenada $[x_P, y_P, z_P]$ que origina a descarga (ponto vermelho “X” na Figura 20). A distância de um sensor $S_i = [x_{Si}, y_{Si}, z_{Si}]$ (ponto verde “O” na Figura 20) a esse ponto é dada por:

$$r_i = \sqrt{(x_P - x_{Si})^2 + (y_P - y_{Si})^2 + (z_P - z_{Si})^2} \quad (4)$$

Em visada direta, a velocidade da onda é dada pela relação entre a distância e o tempo de propagação:

$$c = \frac{r_i}{t_i}$$

$$r_i = t_i \cdot c \quad (5)$$

O tempo de propagação para todos os sensores é calculado adotando uma referência, geralmente o sensor em que primeiro incide a onda acústica (t_1), sendo desconhecido os tempos absolutos de propagação. O esquema na Figura 21 demonstra a relação entre os atrasos de tempo de propagação das ondas de ultrassom.

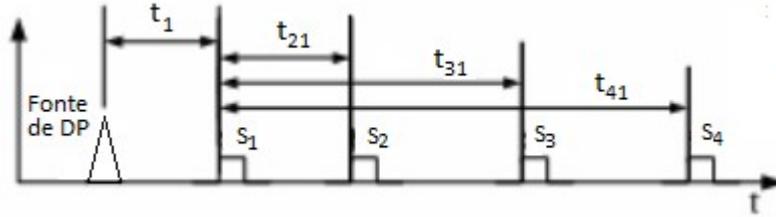


Figura 21 – Esquema de diferenças de tempo em relação a origem da descarga

A distância percorrida pode ser expresso pelo tempo relativo detectado dos demais sensores t_{i1} :

$$t_i = t_1 + t_{i1} \quad (6)$$

$$r_i = (t_1 + t_{i1}) \cdot c \quad (7)$$

sendo $t_{mn} = t_m - t_n$.

Igualando (4) e (7):

$$\sqrt{(x_p - x_{Si})^2 + (y_p - y_{Si})^2 + (z_p - z_{Si})^2} = (t_1 + t_{i1}) \cdot c \quad (8)$$

(8) possui como incógnitas (x_p, y_p, z_p) e t_1 , e os parâmetros (x_{Si}, y_{Si}, z_{Si}) , t_{i1} e c . Após aplicar o algoritmo de linearização, o sistema de equações gerado necessita no mínimo 4 sensores para ser resolvido, com $i = 1, 2, 3, 4$:

$$\begin{aligned} r_1 - t_1 \cdot c &= 0 \\ r_2 - t_2 \cdot c &= r_2 - (t_1 + t_{21}) \cdot c = 0 \\ r_3 - t_3 \cdot c &= r_3 - (t_1 + t_{31}) \cdot c = 0 \\ r_4 - t_4 \cdot c &= r_4 - (t_1 + t_{41}) \cdot c = 0 \end{aligned}$$

O algoritmo de mínimos quadrados tem como objetivo identificar a menor soma do quadrado dos pontos dentro uma função com parâmetros $f(w_1, w_2, \dots, w_N)$, formando uma função a ser otimizada $g(w)$:

$$g(w) = \sum_{i=1}^N (f(w))^2 \quad (9)$$

em que se procura o mínimo da função g :

$$\frac{\partial g}{\partial w_1}=0, \frac{\partial g}{\partial w_2}=0, \dots, \frac{\partial g}{\partial w_p}=0$$

No problema de estimar a localização da descarga tem-se:

$$g(x_p, y_p, z_p, t_1) = \sum_{i=1}^N (r_i - t_i \cdot c)^2 \quad (10)$$

tal que:

$$\frac{\partial g}{\partial x_p}=0, \frac{\partial g}{\partial y_p}=0, \frac{\partial g}{\partial z_p}=0, \frac{\partial g}{\partial t_1}=0 \quad (11)$$

Expandindo a partir de (10) a derivada parcial de g em relação o parâmetro espacial \mathbf{x}_p :

$$\begin{aligned} \frac{\partial g}{\partial x_p} &= \frac{\partial}{\partial x_p} \left[\sum_{i=1}^N (r_i^2 - 2r_i \cdot t_i \cdot c + t_i^2) \right] \\ \frac{\partial g}{\partial x_p} &= \sum_{i=1}^N \left[\frac{\partial}{\partial x_p} r_i^2 - \frac{\partial}{\partial x_p} (2r_i \cdot t_i \cdot c) + \frac{\partial}{\partial x_p} (t_i^2 c^2) \right] \\ \frac{\partial g}{\partial x_p} &= \sum_{i=1}^N \left[\underbrace{\frac{\partial}{\partial x_p} r_i^2}_I - 2 \cdot t_i c \underbrace{\frac{\partial}{\partial x_p} r_i}_{II} + c^2 \underbrace{\frac{\partial}{\partial x_p} t_i^2}_{III} \right] \end{aligned} \quad (12)$$

Aplicando a regra da cadeia aos termos de (12):

$$\begin{aligned} \text{II: } \frac{\partial r_i}{\partial x_p} &= \frac{\partial(x_p - x_i)}{\partial x_p} \cdot \frac{\partial(x_p - x_i)^2}{\partial(x_p - x_i)} \cdot \frac{\partial r_i}{\partial(x_p - x_i)^2} \\ \frac{\partial r_i}{\partial x_p} &= 1 \cdot 2(x_p - x_i) \cdot \frac{1}{2r_i} = \frac{(x_p - x_i)}{r_i} \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} \text{I: } \frac{\partial r_i^2}{\partial x_p} &= \frac{\partial(x_p - x_i)}{\partial x_p} \cdot \frac{\partial r_i^2}{\partial(x_p - x_i)} \\ \frac{\partial r_i^2}{\partial x_p} &= 1 \cdot 2(x_p - x_i) = 2(x_p - x_i) \end{aligned} \quad (14)$$

Para termo III de (12), t_1 não depende de \mathbf{x}_p , portanto:

$$\text{III: } \frac{\partial t_1}{\partial x_p} = 0 \quad (15)$$

Aplicando (6), (13), (14), (15) a (12):

$$\begin{aligned}\frac{\partial g}{\partial x_p} &= \sum_{i=1}^N \left[2(x_p - x_i) - 2 \cdot (t_1 + t_{i1}) c \left(\frac{x_p - x_i}{r_i} \right) \right] \\ \frac{\partial g}{\partial x_p} &= 2N \cdot x_p - \sum_{i=1}^N \left[2x_i + 2 \cdot (t_1 + t_{i1}) c \left(\frac{x_p - x_i}{r_i} \right) \right]\end{aligned}\quad (16)$$

Aplicando a condição (11) a (16):

$$\begin{aligned}\frac{\partial g}{\partial x_p} &= 2N \cdot x_p - \sum_{i=1}^N \left[2x_i + 2 \cdot (t_1 + t_{i1}) c \left(\frac{x_p - x_i}{r_i} \right) \right] = 0 \\ \frac{1}{2N} \cdot 2N \cdot x_p - \frac{1}{2N} \cdot \sum_{i=1}^N \left[2x_i + 2 \cdot (t_1 + t_{i1}) c \left(\frac{x_p - x_i}{r_i} \right) \right] &= 0 \cdot \frac{1}{2N} \\ x_p &= \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left[x_i + (t_1 + t_{i1}) c \left(\frac{x_p - x_i}{r_i} \right) \right]\end{aligned}\quad (17)$$

Analogamente, de (17) tiramos:

$$y_p = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left[y_i + (t_1 + t_{i1}) c \left(\frac{y_p - y_i}{r_i} \right) \right]\quad (18)$$

$$z_p = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left[z_i + (t_1 + t_{i1}) c \left(\frac{z_p - z_i}{r_i} \right) \right]\quad (19)$$

No caso da expansão da derivada parcial de g em relação o parâmetro t_1 :

$$\frac{\partial g}{\partial t_1} = \sum_{i=1}^N \left[\underbrace{\frac{\partial}{\partial t_1} r_i^2}_{IV} - (2r_i \cdot c) \underbrace{\frac{\partial}{\partial t_1} t_i}_V + c^2 \underbrace{\frac{\partial}{\partial t_1} t_i^2}_{VI} \right]\quad (20)$$

O r_i é independente de t_1 logo o termo IV é nulo. Logo resolvendo para os termos V e VI:

$$\frac{\partial g}{\partial t_1} = \sum_{i=1}^N \left[-(2r_i \cdot c) + 2 \cdot c^2 t_i \right]\quad (21)$$

Aplicando (6) e a condição (11) a (21):

$$\begin{aligned}\frac{\partial g}{\partial t_1} &= - \sum_{i=1}^N \left[(2r_i \cdot c) - 2 \cdot c^2 (t_1 + t_{i1}) \right] = 0 \\ 2N \cdot c^2 t_1 - \sum_{i=1}^N \left[(2r_i \cdot c) - 2 \cdot c^2 t_{i1} \right] &= 0 \\ \frac{1}{2N c^2} 2N \cdot c^2 t_1 - \frac{1}{2N c^2} \cdot \sum_{i=1}^N \left[(2r_i \cdot c) - 2 \cdot c^2 t_{i1} \right] &= 0 \cdot \frac{1}{2N c^2}\end{aligned}\quad (22)$$

$$t_1 - \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left[\frac{r_i}{c} - t_{i1} \right] = 0$$

$$t_1 = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left[\frac{r_i}{c} - t_{i1} \right] \quad (23)$$

As equações (17), (18), (19) e (23) formam o sistema de equações:

$$\begin{aligned} x_p &= \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left[x_i + (t_1 + t_{i1}) c \left(\frac{x_p - x_i}{r_i} \right) \right] \\ y_p &= \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left[y_i + (t_1 + t_{i1}) c \left(\frac{y_p - y_i}{r_i} \right) \right] \\ z_p &= \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left[z_i + (t_1 + t_{i1}) c \left(\frac{z_p - z_i}{r_i} \right) \right] \\ t_1 &= \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left[\frac{r_i}{c} - t_{i1} \right] \end{aligned} \quad (24)$$

O sistema de equações (24) é utilizado definindo um vetor inicial $\mathbf{Q}^0 = [x_p, y_p, z_p, t_1]$ e.g. [0.5 0.5 0.5 0.0005]. O vetor da iteração \mathbf{Q}^{k+1} é calculado inserindo os valores iniciais ou da iteração interior \mathbf{Q}^k no sistema de equações, até que se atinja um valor igual ou menor à tolerância de diferença (25-28). Quando os valores do vetor de iteração respeitarem a condição da tolerância, o vetor de solução é o vetor dos valores convergidos. Valores conservadores para tolerância das coordenadas de espaço e tempo são 0.001 (1 mm) e 10^{-5} (10 μ s) respectivamente.

$$(x_p^{k+1} - x_p^k) \leq \epsilon_S \quad (25)$$

$$(y_p^{k+1} - y_p^k) \leq \epsilon_S \quad (26)$$

$$(z_p^{k+1} - z_p^k) \leq \epsilon_S \quad (27)$$

$$(t_1^{k+1} - t_1^k) \leq \epsilon_T \quad (28)$$

sendo que ϵ_S e ϵ_T as tolerâncias de espaço e tempo respectivamente.

O Apêndice A apresenta uma implementação prática do sistema de equações (24) e condições de convergência (25-28) em GNU Octave. Para o desenvolvimento do algoritmo de localização, primeiro foram utilizados tempos de propagação calculados, gerando um sinal acústico de propagação a partir da distância entre uma dada distribuição de sensores e fonte de descarga conhecida (conforme a Figura 22). Depois, foram inseridos no algoritmo os dados reais obtidos através de experimentação, conforme exposto no Capítulo 5 - Desenvolvimento de sistema para detecção optoacústica de descargas parciais.

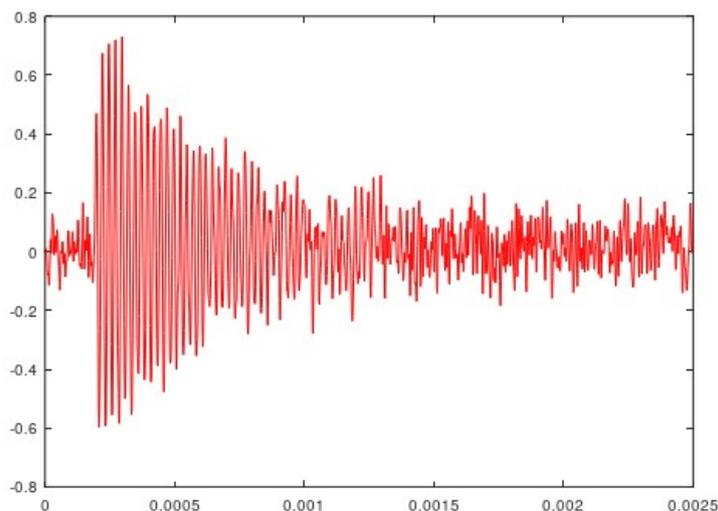


Figura 22 – Forma de onda do sinal acústico simulado⁴

O método iterativo apresentado consiste no uso de derivadas parciais para linearizar as equações para calcular a próxima iteração, chamado método de Newton-Raphson. No entanto, requer que a estimativa esteja perto da verdadeira posição da fonte. Uma desvantagem do método é que para obter uma maior precisão, requer mais iterações e consequentemente maior uso de recursos computacionais (Lazarevich, 2003).

Devido à incerteza do posicionamento dos sensores, caminho de propagação (meio não homogêneo) no interior do tanque, e a velocidade do sinal acústico, o cálculo da localização da origem da descarga pode sofrer incertezas significativas na prática (IEEE C57.127:2018). Uma vez que o sinal pode se propagar no interior através de diferentes meios do que o óleo (e.g. os enrolamentos), o caminho de propagação não é mais uma linha reta e a velocidade de propagação não é constante. A maioria dos estudos tratam o transformador como um meio homogêneo e substituiu a velocidade acústica por uma velocidade média que tenta minimizar os erros, chamada de velocidade acústica equivalente (Lu, Tan et al; 2000).

Ao utilizar a técnica totalmente acústica, é preciso diferenciar o sinal acústico de descargas parciais de outros ruídos mecânicos no transformador analisando a forma de onda dos pulsos recebidos pelo sensor (IEEE C51.127:2018). Se o método de detecção acústica é complementado com um sinal de gatilho elétrico pela técnica de acoplamento elétrico, é possível obter a referência para os tempos de propagação de onda, potencialmente excluindo outros ruídos acústicos. Assumir nesse caso a detecção instantânea do sinal elétrico é adequado, visto que seu atraso geralmente é na ordem de alguns μs , o que pode ser desprezado.

Conforme mencionado no capítulo anterior, embora sistemas de detecção acústica de DP possuam muitas vantagens em relação aos outros métodos, ainda podem apresentar erros

⁴Forma de onda construída a partir de uma função sinc (impulso) multiplicada por exponenciais para considerar propagação e decaimento de um sinal acústico (ver Apêndice A – Algoritmo de localização)

por interferências de multi-trajetórias devido a reflexões dentro do tanque do transformador, acoplamento acústico próprio entre o sensor e a superfície do tanque, vibrações mecânicas e erros de medição inerentes ao princípio físico de medição do sensor, que podem severamente limitar a precisão do sistema de posicionamento, fazendo a localização das posições exatas das DP difícil (Hekmati, A; Hekmati, R, 2017).

Sem considerar as ondas acústicas que se propagam ao longo do tanque externo, a velocidade da onda que se propaga no óleo pode variar entre 1400 e 3500 m/s. (Lu, Tan et al; 2000) sugere tratar a velocidade equivalente como um parâmetro incerto que está entre 1400 e 3500, variando a mesma no algoritmo de mínimos quadrados em passos fixos até obter a velocidade equivalente ótima (Lu, Tan et al; 2000).

3.3.2 Arranjos de posicionamento e multiplicidade de sensores

Quando se tem mais que um sensor a acoplar, torna-se vantajoso estudar as diferentes formas de posicionamentos ao redor do transformador a fim de obter menor erro nas medidas. (Hekmati, A; Hekmati, R, 2017) propõe um método para calcular a sensibilidade de medição de diferentes posições de sensor de DPs no espaço externo do tanque do transformador. Diferentes casos possíveis foram considerados para a colocação dos sensores de emissão acústica, em que para cada caso a sensibilidade de detecção em termos de erros de determinação da origem da DP foi calculada. O arranjo ideal dos sensores de emissão acústica foi escolhido como a configuração que produz o menor erro na localização do PD.

(8) pode ser reescrito como:

$$\sqrt{(x-x_1)^2+(y-y_1)^2+(z-z_1)^2}=t_1 \cdot c \quad (29)$$

$$\sqrt{(x-x_2)^2+(y-y_2)^2+(z-z_2)^2}=(t_1+t_{21}) \cdot c \quad (30)$$

$$\sqrt{(x-x_3)^2+(y-y_3)^2+(z-z_3)^2}=(t_1+t_{31}) \cdot c \quad (31)$$

$$\sqrt{(x-x_4)^2+(y-y_4)^2+(z-z_4)^2}=(t_1+t_{41}) \cdot c \quad (32)$$

sendo $[x, y, z]$ as coordenadas da origem da descarga a serem determinadas, $[x_m, y_m, z_m]$ as coordenadas do sensor S_m correspondente, t_m o tempo de propagação da onda acústica até o sensor S_m , $m = 2,3,4$, e c a velocidade da onda acústica no meio de propagação.

Subtraindo as equações (30-32) da primeira equação (29):

$$r_m - r_1 = t_{m1} \cdot c$$

$$r_2 - r_1 = (t_2 - t_1) \cdot c$$

$$r_3 - r_1 = (t_3 - t_1) \cdot c$$

$$r_4 - r_1 = (t_4 - t_1) \cdot c$$

$$r_m - r_1 = (t_m - t_1) \cdot c \quad (33)$$

Calculando a derivada parcial em relação ao tempo de propagação t_i , $i = 1, 2, 3, 4$, para os dois lados da equação (33):

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t_i}(r_m - r_1) &= \frac{\partial}{\partial t_i}(t_m - t_1) \cdot c \\ \underbrace{\frac{\partial r_m}{\partial t_i}}_{\text{VII}} - \underbrace{\frac{\partial r_1}{\partial t_i}}_{\text{VIII}} &= c \cdot \frac{\partial(t_m - t_1)}{\partial t_i} \end{aligned} \quad (34)$$

Podemos reescrever (4) elevando ao quadrado os dois lados da equação:

$$r_m^2 = (x - x_m)^2 + (y - y_m)^2 + (z - z_m)^2 \quad (35)$$

$$r_1^2 = (x - x_1)^2 + (y - y_1)^2 + (z - z_1)^2 \quad (36)$$

O termo VII de (34) é resolvido primeiro resolvendo a derivada parcial de (35) pela regra da cadeia, temos:

$$\begin{aligned} \frac{\partial r_m^2}{\partial t_i} &= \frac{\partial(x - x_m)}{\partial t_i} \cdot \frac{\partial(x - x_m)^2}{\partial(x - x_m)} \cdot \frac{r_m^2}{\partial(x - x_m)^2} \\ &+ \frac{\partial(y - y_m)}{\partial t_i} \cdot \frac{\partial(y - y_m)^2}{\partial(y - y_m)} \cdot \frac{r_m^2}{\partial(y - y_m)^2} \\ &+ \frac{\partial(z - z_m)}{\partial t_i} \cdot \frac{\partial(z - z_m)^2}{\partial(z - z_m)} \cdot \frac{r_m^2}{\partial(z - z_m)^2} \end{aligned} \quad (37)$$

As coordenadas para S_m , o posicionamento do sensor m , x_m , y_m e z_m , não dependem de t_i tempo absoluto de chegada do sensor S_i , por que são constantes, conhecidas a priori para o problema apresentado, assim:

$$\frac{\partial x_m}{\partial t_i} = 0, \quad \frac{\partial y_m}{\partial t_i} = 0, \quad \frac{\partial z_m}{\partial t_i} = 0 \quad (38)$$

Assim, aplicando (38) a (37):

$$\begin{aligned}
\frac{\partial r_m^2}{\partial t_i} &= \frac{\partial x}{\partial t_i} \cdot 2(x - x_m) \cdot 1 \\
&\quad + \frac{\partial y}{\partial t_i} \cdot 2(y - y_m) \cdot 1 \\
&\quad + \frac{\partial z}{\partial t_i} \cdot 2(z - z_m) \cdot 1 \\
\frac{\partial r_m^2}{\partial t_i} &= \frac{\partial x}{\partial t_i} \cdot 2(x - x_m) + \frac{\partial y}{\partial t_i} \cdot 2(y - y_m) + \frac{\partial z}{\partial t_i} \cdot 2(z - z_m)
\end{aligned} \tag{39}$$

Aplicando a regra da cadeia a (39):

$$\begin{aligned}
\frac{\partial r_m^2}{\partial t_i} &= \frac{\partial r_m^2}{\partial r_m} \cdot \frac{\partial r_m}{\partial t_i} \\
\frac{\partial r_m^2}{\partial t_i} &= 2r_m \cdot \frac{\partial r_m}{\partial t_i} \\
\frac{\partial r_m}{\partial t_i} &= \frac{1}{2r_m} \cdot \frac{\partial r_m^2}{\partial t_i}
\end{aligned} \tag{40}$$

Substituindo (39) em (40):

$$\frac{\partial r_m}{\partial t_i} = \frac{1}{r_m} \cdot \left(\frac{\partial x}{\partial t_i} \cdot (x - x_m) + \frac{\partial y}{\partial t_i} \cdot (y - y_m) + \frac{\partial z}{\partial t_i} \cdot (z - z_m) \right) \tag{41}$$

O termo VIII de (34) é resolvido por um procedimento de cálculo semelhante, supostamente substituindo r_m por r_1 , portanto:

$$\frac{\partial r_1}{\partial t_i} = \frac{1}{r_1} \cdot \left(\frac{\partial x_1}{\partial t_i} \cdot (x - x_1) + \frac{\partial y}{\partial t_i} \cdot (y - y_1) + \frac{\partial z}{\partial t_i} \cdot (z - z_1) \right) \tag{42}$$

Aplicando (41) e (42) a (34):

$$\begin{aligned}
&\frac{1}{r_m} \left(\frac{\partial x}{\partial t_i} (x - x_m) + \frac{\partial y}{\partial t_i} (y - y_m) + \frac{\partial z}{\partial t_i} (z - z_m) \right) \\
&\frac{-1}{r_1} \left(\frac{\partial x}{\partial t_i} (x - x_1) + \frac{\partial y}{\partial t_i} (y - y_1) + \frac{\partial z}{\partial t_i} (z - z_1) \right) = c \cdot \frac{\partial (t_m - t_1)}{\partial t_i}
\end{aligned} \tag{43}$$

Quando $i = m$, o termo direito de (43) equivale a unidade, quando $i = 1$, o termo direito equivale a -1, em outros casos t_m e t_1 independem de t_i anulando o termo. Colocando (43) no formato matricial:

$$A \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial x}{\partial t_i} \\ \frac{\partial y}{\partial t_i} \\ \frac{\partial z}{\partial t_i} \end{bmatrix} = B_i \quad (44)$$

tal que:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{x-x_2}{r_2} - \frac{x-x_1}{r_1} & \frac{y-y_2}{r_2} - \frac{y-y_1}{r_1} & \frac{z-z_2}{r_2} - \frac{z-z_1}{r_1} \\ \frac{x-x_3}{r_3} - \frac{x-x_1}{r_1} & \frac{y-y_3}{r_3} - \frac{y-y_1}{r_1} & \frac{z-z_3}{r_3} - \frac{z-z_1}{r_1} \\ \frac{x-x_4}{r_4} - \frac{x-x_1}{r_1} & \frac{y-y_4}{r_4} - \frac{y-y_1}{r_1} & \frac{z-z_4}{r_4} - \frac{z-z_1}{r_1} \end{bmatrix} \quad (45)$$

$$B_1 = \begin{bmatrix} -c \\ -c \\ -c \end{bmatrix}, B_2 = \begin{bmatrix} c \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, B_3 = \begin{bmatrix} 0 \\ c \\ 0 \end{bmatrix}, B_4 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ c \end{bmatrix} \quad (46)$$

Invertendo (44), multiplicando a matriz inversa A^{-1} de A pelos dois lados, considerando que a matriz A é determinável:

$$A^{-1} \cdot A \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial x}{\partial t_i} \\ \frac{\partial y}{\partial t_i} \\ \frac{\partial z}{\partial t_i} \end{bmatrix} = A^{-1} \cdot B_i$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial x}{\partial t_i} \\ \frac{\partial y}{\partial t_i} \\ \frac{\partial z}{\partial t_i} \end{bmatrix} = A^{-1} \cdot B_i \quad (47)$$

(47) demonstra que é possível calcular a influência do atraso a cada sensor de acordo com as coordenadas do evento de descarga parcial através das matrizes de formação calculadas por (45) e (46). Embora demonstrado para o caso de 4 sensores, é possível aplicar as equações demonstradas para quantidades de sensores $N > 4$. O deslocamento influenciado pelas diferenças de coordenadas é expressado por:

$$\sqrt{(\Delta x)^2 + (\Delta y)^2 + (\Delta z)^2}$$

(Hekmati, A; Hekmati, R, 2017) define o erro de deslocamento (DE) na localização da DP relativo à medida de tempo do sensor S_i :

$$DE_i = \sqrt{\left(\frac{\partial x}{\partial t_i}\right)^2 + \left(\frac{\partial y}{\partial t_i}\right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial t_i}\right)^2} \quad (48)$$

DE_i é um critério de sensibilidade relativo aos erros em tempo medido pelo sensor S_i , que pode ser interpretado como uma medida do erro sobre medição do atraso de tempo de acordo com a posição do evento da descarga.

3.3.3 Outros métodos de localização

Outra maneira de encontrar a diferença de tempo de chegada entre os sinais de dois sensores é realizar a convolução dos sinais. Uma vez que o sinal recebido é o mesmo em ambos os sensores, exceto para o atraso de tempo e intensidade, a convolução torna-se uma forma interessante de calcular autocorrelação, dado que os sinais analisados são reais. O atraso de tempo pode ser determinado localizando o pico da curva de autocorrelação. Se os sinais fossem idênticos, o pico estaria em zero, mas a mudança de tempo faz com que o pico de autocorrelação se desloque na mesma quantidade que o atraso de tempo (Lazarevich, 2003).

Um dos outros métodos de localização consiste em utilizar sensores acústicos de banda larga, utilizando a realocação dos transdutores conforme demonstrado por (Phung, Blackburn et al; 2001)(Mohammadi, Niroomand et al; 2009). A técnica funciona a partir do seguinte princípio: a medida que um sensor está posicionado mais próximo do normal, os componentes de maior frequência tornam-se mais dominantes, permitindo estimar o local de descarga.

O sinal recebido pelo sensor acústico de banda larga contém duas componentes, conforme a Figura 23. Duas formas de onda de menor e maior amplitude respectivamente. O intervalo entre as duas componentes depende da posição do sensor entre a reta entre o sensor e a origem e a normal de onde o sinal encontra a parede do tanque. Quando esse intervalo é minimizado, corresponde aonde o sensor está posicionado no plano vertical que contém a descarga. Repetindo esse procedimento usando uma linha vertical ao longo da posição do sensor, permitirá identificar o plano horizontal que também contém a descarga. Utilizando um segundo sensor em outra parede do tanque permite fixar a origem da descarga em três dimensões (Mohamadi, Niroomand; 2009). Apesar da simplicidade, esse método depende da facilidade em movimentar o conjunto de sensores acústicos, podendo não ser seguro realizar de forma online. Em termos numéricos, (Howells, Norton; 1981) conseguiu localizar origens de DP dentro da faixa de erro de ± 5 mm.

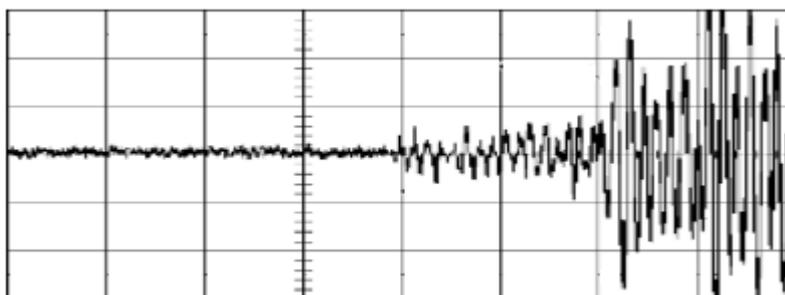


Figura 23 – Método para localização da descarga parcial através das duas componentes (Phung, Blackburn et al; 2001)

(Lu, Tan et al; 2000) propõe usar um método baseado em reconhecimento de padrões, onde o conjunto de sinais é comparado a uma tabela de medidas preestabelecidas. O modelo é construído subdividindo o espaço de propagação em uma grade cujos subespaços são referenciados por coordenadas. O padrão de sinais detectados é então comparado à tabela, a fim de identificar o subespaço mais próximo. Entre outras vantagens, esse método apresenta uma dedução matemática simples, não há problemas de convergência ou possíveis resultados fora de limites encontrado em algoritmos iterativos. Apresenta precisão da localização, definido pela resolução dos subespaços, apenas pelos recursos computacionais de memória aumentando o número de espaços a serem comparados.

Outro método para localização de descargas parciais seria estabelecer um sistema análogo as equações sistemas de posicionamento global (GPS) definidas a partir de pseudo-tempos, com três coordenadas e um deslocamento de tempo do receptor constituindo as incógnitas (Mohamadi, Niroomand; 2009). O resultado da origem está na superfície de hipérboles de rotação cujos focos são as posições dos sensores (Howells, Norton; 1981)

No caso de múltiplas falhas de isolamento estarem presentes no equipamento elétrico, mais de uma DP pode emitir ondas acústicas e se sobrepor nos sensores. Para abordar a identificação e localização de fontes PD simultâneas, empregando a técnicas emissão acústica, existem algoritmos de separação de DP para fontes múltiplas, como separação cega de sinal (BSS), análise de componente principal, transformada wavelet discreta (DWT) e métodos de pesquisa heurística (Hekmati, A; Hekmati, R, 2017).

4 Construção de sensor optoacústico aplicável na detecção de descargas parciais

Para desenvolver o trabalho foi utilizado um sensor opto-acústico, que acopla o sinal acústico da descarga a um feixe laser, obtendo o sinal acústico à distância através de um detector. A seguir são apresentados alguns conceitos importantes para o entendimento do princípio físico de funcionamento e construção do sensor.

4.1 Literatura sobre sensores ópticos de vibração

4.1.1 Características de fibras ópticas

Fibras ópticas são guias de onda para luz visível e faixas do espectro eletromagnético próximos da mesma ordem de comprimento de onda, formadas a partir materiais dielétricos com índices de refração bem definidos. O índice de refração n_i é a relação entre a velocidade de propagação da luz entre dois meios, normalmente utilizando a referência da velocidade de propagação da luz no vácuo (c_0), sendo $n_0 = 1$.

Quando uma onda atinge uma interface com outro meio de propagação com índice de refração distinto, parte de sua energia atravessa a fronteira através de refração e parte da energia é refletida. Dependendo do ângulo de incidência θ_i em relação à normal da interface, a direção de propagação da onda que refrata se modifica. Existe um limite denominado ângulo crítico θ_c , em que a partir dele $\theta_i > \theta_c$, não ocorre refração e a onda é totalmente refletida. Fibras ópticas se baseiam nesse princípio, sendo compostas pelas regiões de núcleo (n_1) e casca (n_2), com índices de refração ligeiramente diferentes, tal que $n_1 > n_2$. Diferentes perfis de índice de refração para o núcleo ao longo do eixo transversal ocasionam diferentes comportamentos na natureza e propagação longitudinal da luz.

Dada uma injeção de luz na fibra óptica, a mesma permite a propagação da luz em diferentes trajetórias ou caminhos, chamados de modos. Os modos variam de acordo com o ângulo de reflexão que o raio de luz faria ao longo da fibra, com passagem por diferentes regiões entre o núcleo e casca. Dependendo da fonte de luz nem todos os modos possíveis são percorridos, pelo menos não com uma distribuição de energia uniforme.

Existem dois tipos de fibra principais, fibras monomodo (SM) e fibras multimodo (MM). Fibras monomodo são fibras ópticas com diâmetro de núcleo pequeno o suficiente de forma que restringe a propagação da luz a único modo, com uma forte relação entre o comprimento de onda da luz e índices de refração que compõe a fibra. Por outro lado, fibras multimodo excedem esse diâmetro mínimo permitindo a existência de múltiplos modos.

As características das fibras multimodo dependem normalmente da distribuição dos modos. A Figura 24 demonstra teoricamente como seria o campo próximo de diferentes seções ao longo de uma fibra multimodo curta com alguns poucos modos discretos.

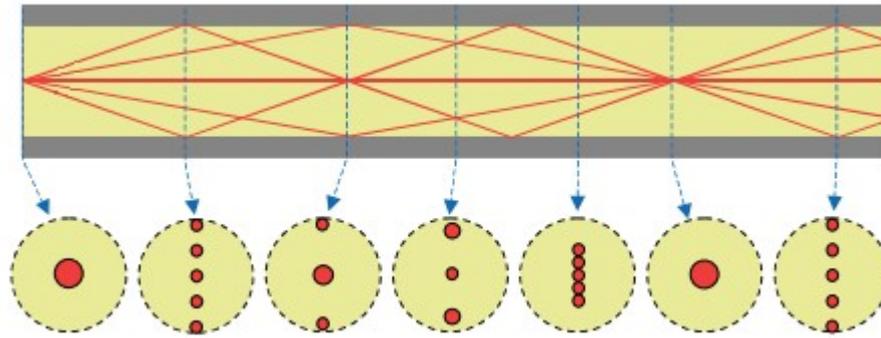


Figura 24 – Comportamento teórico da luz modelada como raios, campos próximos ao longo de uma fibra óptica, fonte (POF Handbook; 2008)

Fibras multimodo com perfil de índice degrau (SI) possuem dois índices de refração, um de núcleo e o outro de casca. Fibras com perfil de índice gradual (GI) possuem índice de refração que diminui continuamente como um gradiente, começando do eixo da fibra se movimentando radialmente até a casca. A Figura 25 através de desenhos diferencia fibras SI de fibras GI.

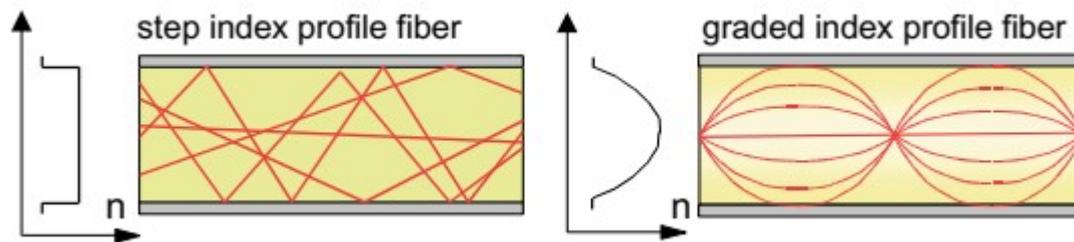


Figura 25 – Comparação entre fibras de perfis de degrau e gradual, respectivamente, visões transversal e longitudinal de cada tipo (POF Handbook, 2008)

Como cada modo tem características diferentes, somente o efeito médio global é percebido como resultado. Além disso, o problema se torna mais complicado quando se considera a troca de energia entre os modos que pode ocorrer ao longo do comprimento, fenômeno denominado de acoplamento modal.

4.1.2 Acoplamento Modal

O funcionamento do sensor optoacústico se dá pelo acoplamento de modos gerados quando a luz atravessa a interface entre as fibras monomodo e multimodo (emenda SM/MM).

O termo acoplamento modal se refere ao processo em que a energia de uma trajetória de propagação é transferida a diversas outras (POF Handbook; 2008). Quando a luz é injetada na fibra multimodo, a energia é gradualmente transferida para faixas de ângulo maiores quando a

dispersão de modos ocorre. Se a luz é introduzida em todos ângulos possíveis, de modo que os atrasos diferenciais máximos ocorrem, a energia pode ser transferida entre os ângulos para que raios mais lentos se tornem mais rápidos ou raios mais rápidos se tornem mais lentos.

Uma forma de explicar o acoplamento de modos é esquematizado na Figura 26, em que deformações como curvaturas da fibra provocam mudanças no eixo e modificam o ângulo de propagação da luz modelada como raio. Geometricamente, a luz é transmitida de um modo para o outro.

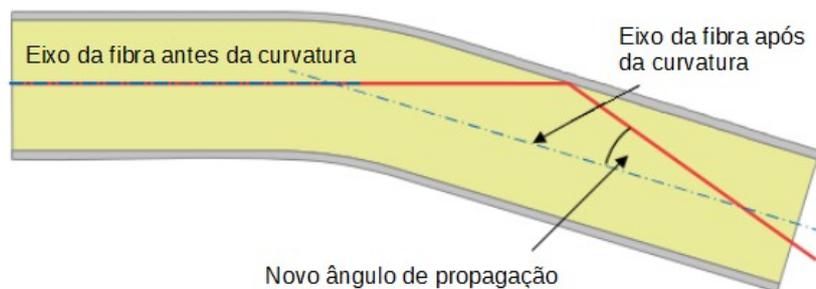


Figura 26 – Conversão de modos em curvaturas.

A definição de ângulos de propagação ou de modos, na verdade, se aplica apenas a guias de onda retos. Uma dobra simples numa fibra óptica torna necessário uma abordagem diferente. O método mais preciso seria recalcular os modos para o sistema da fibra agora curvada; entretanto, este é um processo teórico pois se torna complexo no âmbito prático. Normalmente se considera a zona antes e depois da curva como um guia de ondas reto e, na curva, realiza-se uma transformação no novo eixo de referência. Outras formas de conversão de modos podem ocorrer em deformações presentes na superfície da interface núcleo/casca, em curvas microscópicas ou flutuação na diferença de índice de refração, como apresentado na Figura 27.

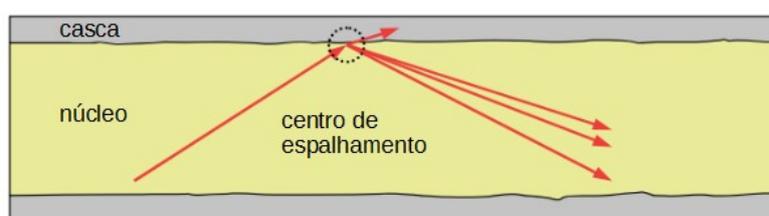


Figura 27 – Acoplamento modal causada por imperfeições na interface núcleo-casca (POF Handbook; 2008)

Devido ao índice de refração em constante mudança em uma fibra de índice gradual, os raios de luz não se propagam em linha reta, mas são constantemente refratados em direção ao eixo da fibra. Os raios de luz que são lançados no centro da fibra e não excedem certo ângulo, não deixam a área do núcleo sem quaisquer reflexos que ocorram na superfície da interface. A trajetória geométrica dos raios paralelos ao eixo é significativamente menor que a trajetória dos raios lançados em ângulos maiores.

Modos guiados que se propagam em fibras ópticas são calculados considerando condições ideais, um dielétrico alongado cilíndrico perfeito sem perturbação externa. Na prática, as condições idealizadas não ocorrem e os parâmetros de propagação mudam.

O acoplamento de modos consiste na transferência de energia entre um ou mais modos para modos adjacentes, enquanto a luz se propaga ao longo da fibra óptica. O acoplamento de modos ocorre em decorrência de descontinuidades e imperfeições dentro da fibra, bem como de diferentes tipos de perturbações externas.

Um tipo especial de ruído ocorre em fibras multimodo denominado ruído de distribuição de modos (POF Handbook; 2008), ou ruído modal (J. Cosgrave, A. Vourdas et. al.; 1993). Em fibras multimodo, a luz se propaga em vários modos, entretanto com características bem específicas, em que cada modo possui sua própria distribuição de potência sobre a seção transversal da fibra. A distribuição de energia entre os modos se modifica com pequenas mudanças nas condições externas, por ex. temperatura, comprimento de onda do transmissor ou também vibrações ao longo da fibra (POF Handbook, 2008).

No estudo (W. Spillman; B. Kline et. al., 1989) os autores utilizam acoplamento de modos em fibra multimodo implementando um sensor de modos com funcionamento estatístico, para a análise de vibrações estruturais. Com processamento digital foi possível observar a variação nas distribuições de intensidade em pequenas manchas "speckles", que alteram a forma, conforme as vibrações incidentes. O padrão de manchas observado na extremidade da fibra multimodo indica a formação de imagens da luz injetada na emenda monomodo-multimodo (SM/MM). Ao rastrear as variações no padrão de manchas com ferramentas estatísticas, é possível inferir sobre perturbações externas. A Figura 28 demonstra as manchas em observadas em campo próximo para as fibras multimodo.

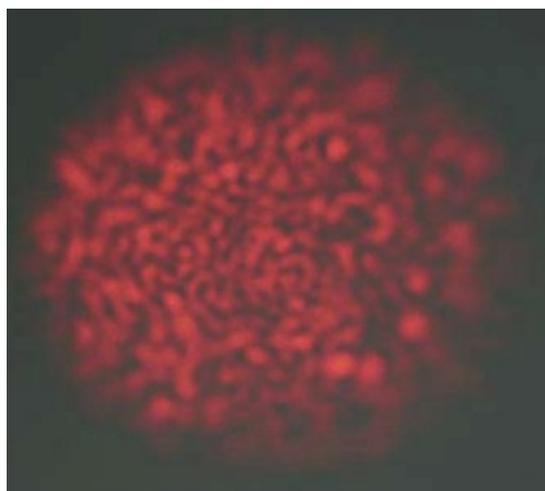


Figura 28 – Emissão speckle presente em fibras ópticas multimodo, excitação com fonte laser a 650 nm (POF Handbook, 2008)

Em (J. Cosgrave; A. Vourdas et. al., 1993), os autores descrevem padrão speckle resultante de um efeito interferométrico envolvendo modulação de fase de sinal dentro das fibras ópticas, cujo sistema constitui um interferômetro de modos. A chave para aumentar a sensibilidade do interferômetro seria em construir o sensor levando em conta o comprimento da fibra multimodo e o padrão speckle. O padrão de interferência é descrito como uma matriz aleatória de manchas no campo próximo e distante, quando a fibra óptica é perturbada por um sinal mecânico, a distribuição das manchas é alterada. A modulação de fase de sinais em uma fibra óptica pode ser induzida pelos efeitos da pressão mecânica, como uma onda acústica, alterando ligeiramente o índice de refração do núcleo e provocando acoplamento de diferentes modos alternadamente.

Por verificação experimental, conforme descrito na próxima seção, a variação da intensidade ao longo das manchas parece ser ocasionado por esticamento ou deslocamento por vibração de trechos na fibra óptica, alterando as posições e a multiplicidade de imagens que aparecem ao longo da fibra e na extremidade de saída.

Ao fundir uma fibra monomodo no término, conforme a Figura 29, a distribuição de manchas é amostrada no ponto onde é realizada a fusão. A modulação espacial de ondas de luz em fase é convertida em variação de intensidade óptica quando o sinal é reinjetado através da segunda emenda SM/MM (monomodo-multimodo). Um sensor denominado modalmétrico (Y. Balod, 2011) (V. da Silva, 2018) pode ser utilizado para detectar vibrações, em que a superposição de modos de propagação na fibra multimodo é percebida na interface de emenda SM/MM.

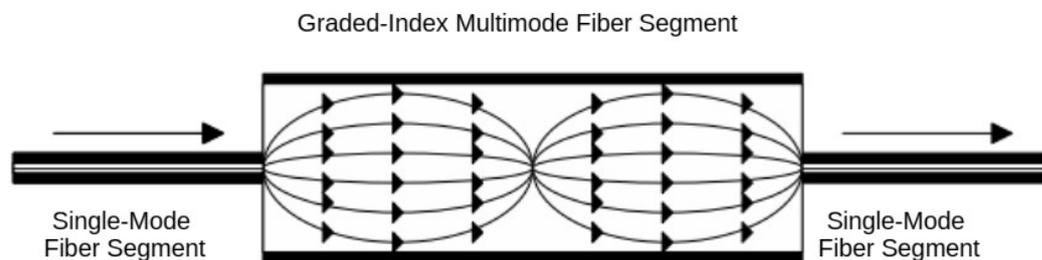


Figura 29 – Modelo sistemático para estrutura SMS (monomodo–multimodo–monomodo), configuração transmissiva

É importante considerar que os modos de propagação de ordem superior (mais inclinados e afastados do eixo principal) na fibra multimodo muitas vezes não conseguem acoplar bem ao segundo segmento de fibra monomodo, onde há perdas ópticas consideráveis.

Outro fator que contribui com o funcionamento do sensor optoacústico é a formação de múltiplas imagens ao longo da fibra óptica, fenômeno denominado auto-imageamento.

4.1.3 Auto-imageamento

O auto-imageamento é uma propriedade de guias de onda multimodo em que um perfil de campo de entrada é reproduzido em imagens únicas ou múltiplas em intervalos periódicos ao longo da direção de propagação do guia (L. Soldano, E. Pennings; 1995).

O efeito de auto-imageamento ocorre em fibras multimodo, onde o campo de luz de entrada é reproduzido em uma única ou múltiplas imagens em intervalos espaciais regulares ao longo do eixo de propagação do guia de ondas. O efeito de auto-imageamento consiste em interferência construtiva e destrutiva de modos na seção multimodo. Para formar as imagens, os modos na seção multimodo devem interferir construtivamente. A propagação do feixe pode ser modelada e simulada por meio de software comercial, para observar a formação das imagens, onde o sinal de entrada se repete ao longo de um guia de ondas de comprimento fixo. A Figura 30 mostra o resultado de uma simulação com o padrão originado do auto-imageamento.

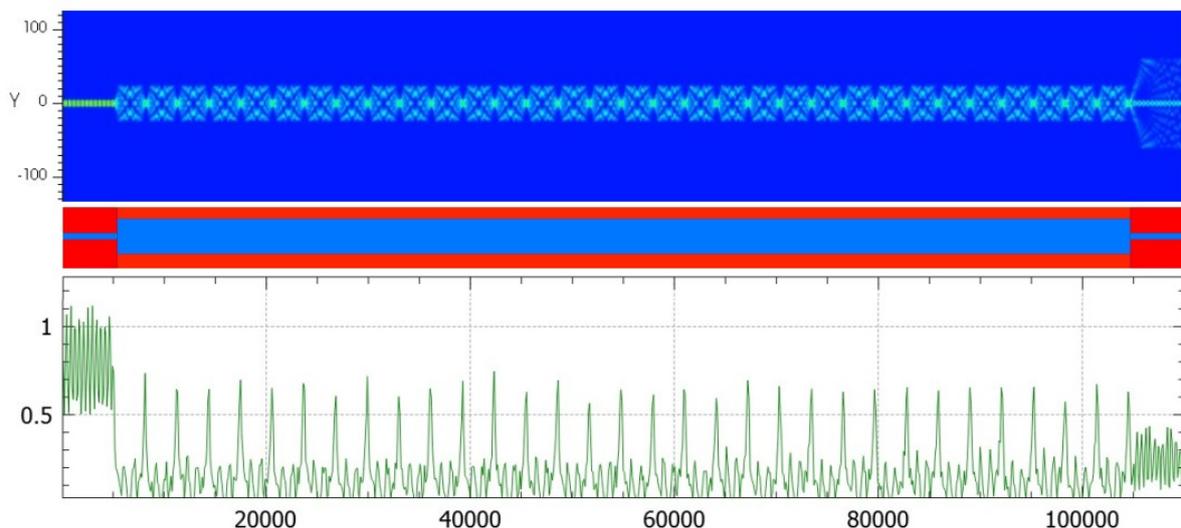


Figura 30 – Propagação da luz em um guia de ondas planar, simulação pelo método BPM

Se a fibra multimodo for cortada exatamente onde a imagem se forma, a transmissão através da extremidade fundida com uma fibra monomodo será máxima. Outras posições diferentes do caso ideal reduzirão a amplitude do sinal de saída de dispositivos ópticos com a estrutura SMS.

É possível construir um interferômetro multimodo encapsulado em uma fibra multimodo clivada onde cada feixe é um modo de propagação (Y. Balod; 2011) (V. da Silva, 2018). Nessa estrutura, o sinal óptico é injetado da fibra monomodo para a multimodo através de uma emenda. Ao entrar na fibra multimodo, a energia óptica é decomposta em modos

guiados de baixa ordem, que se recombinam com o atraso de fase. Quando há uma perturbação externa à fibra multimodo, ocorre uma mudança no perfil de auto-imageamento provocando modulação de fase. A luz modulada por fase é refletido e reinjetado em fibra monomodo, onde a modulação em fase é convertida em modulação de amplitude.

A fibra monomodo tem um tamanho de núcleo muito menor que o multimodo, o que a faz atuar como um filtro fazendo com que apenas a parte mais central do sinal chegue ao fotodetector, onde os modos guiados de ordem inferior dominam com uma limitação de sensibilidade. Por este motivo, a emenda SM/MM deve criar um efeito de filtro de modos, logo quando a luz é reacoplada à fibra monomodo.

Os autores (T. Freitas, R. Ribeiro et. al.; 2020) sugerem a introdução de um desalinhamento lateral em relação ao eixo da fibra monomodo e multimodo para excitar os modos de ordem superior e aumentar a sensibilidade do sensor. Se um desalinhamento lateral é provocado, energia do modo fundamental transferida para os modos de ordem superior. O mecanismo de modulação em fase aumenta em sensibilidade para perturbações mecânicas.

4.1.4 Simulações do sensor optoacústico

A fibra sensora considerada primeiramente foi a multimodo, usada para telecomunicações de índice gradual, disponível comumente no mercado. Visando entender melhor o comportamento do sensor e encontrar formas de aumentar a excursão do sinal, a propagação do feixe foi modelada através de softwares de simulação, em que foi possível observar a distribuição de modos e a formação de imagens, onde o sinal de entrada é repetido ao longo de um guia de comprimento fixo. As Figuras 31-33 demonstram imagens de simulações obtidas através do software Optiwave OptiBPM.

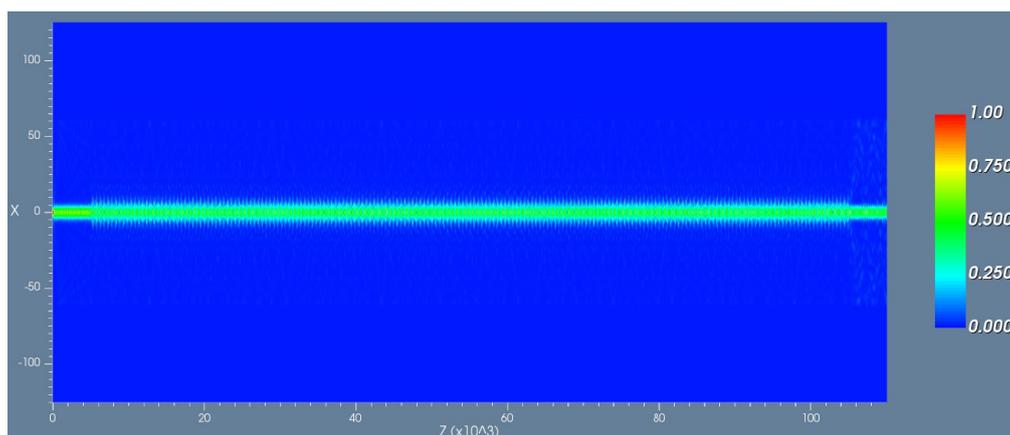


Figura 31 – Simulação de intensidade óptica com trecho de 10 cm de fibra multimodo de índice gradual, eixos idealmente alinhados

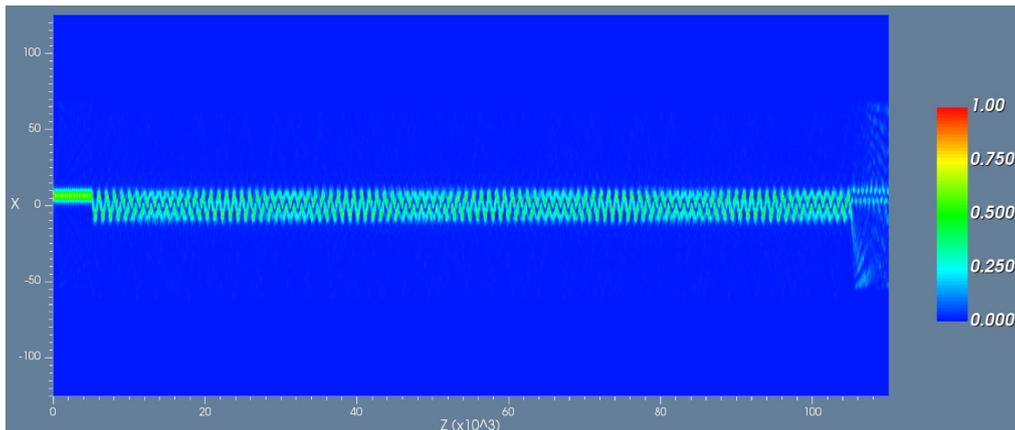


Figura 32 – Simulação de fibra multimodo de índice gradual, eixos desalinhados por $7 \mu\text{m}^5$

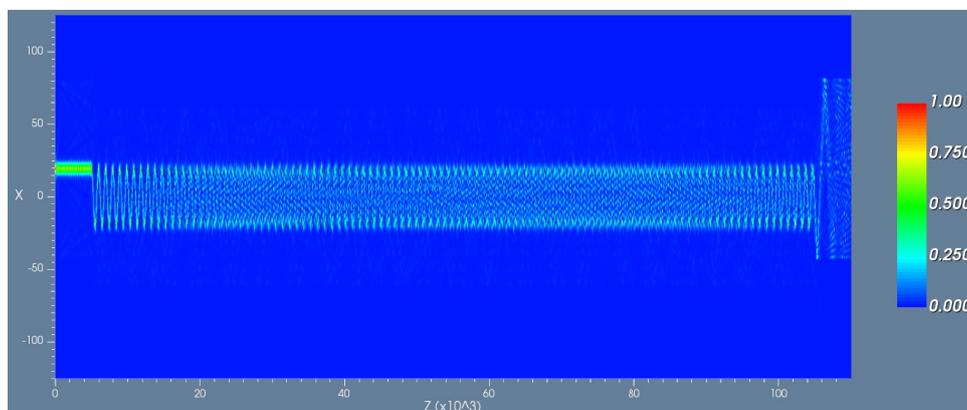


Figura 33 – Simulação de fibra multimodo de índice gradual, eixos desalinhados por $20 \mu\text{m}$

Pelos resultados das simulações notou-se que a intensidade óptica é distribuída com certo grau de homogeneidade ao longo do eixo da fibra monomodo, não excedendo o afastamento estabelecido pelo desalinhamento. A fibra que injeta a luz na fibra multimodo oferece um meio de controle desse afastamento, enquanto a fibra que amostra a intensidade óptica de saída da fibra multimodo varia a intensidade óptica conforme o afastamento dos eixos.

O comprimento da fibra multimodo parece ter o papel em definir o desfaseamento da formação periódica de imagens, o que se considera importante para entender a excursão do sinal de vibração. Quando ocorre uma vibração, a região incidente sofre uma combinação ligeira dos efeitos de esticamento do material da fibra e mudança do índice de refração. Isso sob ótica do fenômeno de auto-imageamento seria como o caminho de propagação aumentasse ou diminuísse, alterando a fase de formação das imagens. A excursão do sinal se dá pela amostragem de regiões de maior e menor intensidade óptica por parte da fibra monomodo de saída. No caso da fibra multimodo utilizada, entende-se que sendo a distribuição de intensidade aproximadamente uniforme na região exterior à propagação, a excursão é pequena.

⁵Notar percurso de forma senoidal característica de fibras de índice gradual.

Outro arranjo simulado foi o de fibra multimodo de índice degrau, que é mais simples em relação a fibra gradual, conforme Figuras 34 e 35.

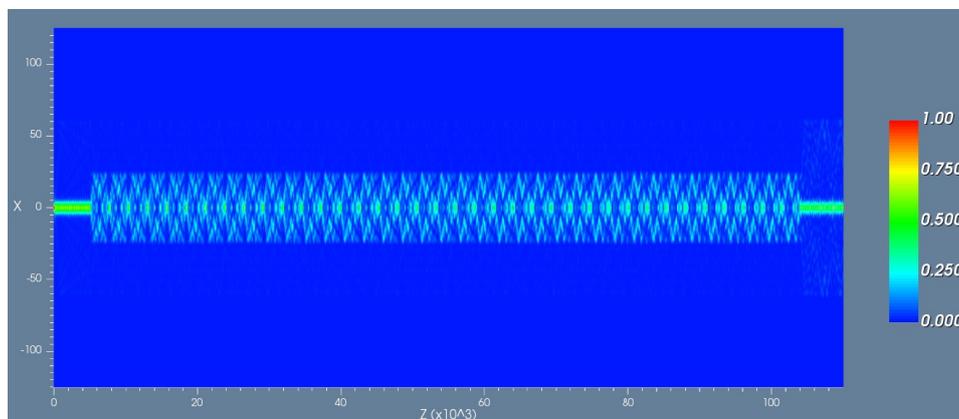


Figura 34 – Simulação de intensidade óptica com trecho de 10 cm de fibra multimodo de índice degrau, eixos idealmente alinhados

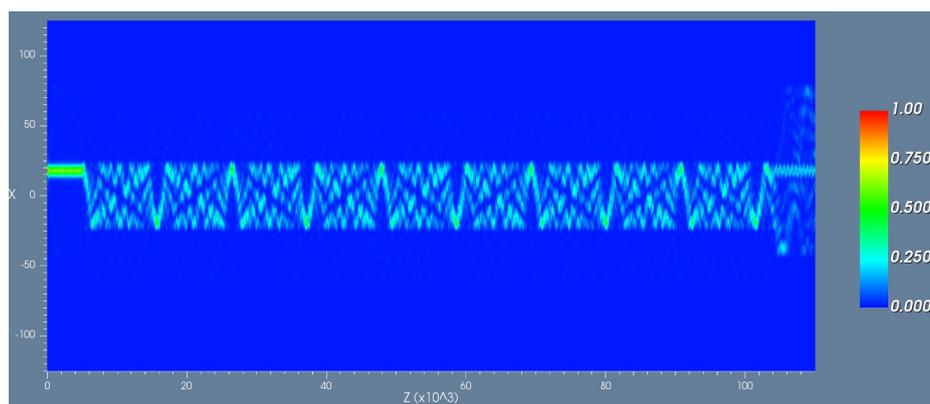


Figura 35 – Simulação de fibra multimodo de índice degrau, eixos desalinhados por 18 μm .

No caso de fibras de índice degrau, pode-se observar que há uma distribuição de intensidade menos homogênea, focalizada em pontos externos periódicos. Também é possível verificar que, independentemente do desalinhamento da fibra de injeção, os modos ocupam o diâmetro total da fibra.

Acredita-se que para o funcionamento ótimo do sensor, deve-se estabelecer um comprimento de fibra em que a saída se dá imediatamente após um ponto de focalização. A vibração deslocará a fase de formação de imagens de uma região de mínima intensidade óptica para uma região de máxima intensidade óptica.

5 Desenvolvimento de sistema para detecção optoacústica de descargas parciais

5.1 Metodologia

O desenvolvimento do sistema para a detecção optoacústica de descargas parciais consistiu inicialmente em montar o conjunto experimental do sensor optoacústico e gerador de descarga artificial. A ideia do trabalho foi desenvolver ao menos quatro sensores e sistemas de aquisição correspondentes, para verificar, como prova de conceito, o funcionamento do algoritmo de localização de descargas parciais, em condições controladas de fábrica, com um esquema experimental baseado em um gerador de arco elétrico. Após realizar a aquisição de sinais acústicos, o processamento efetuado extraiu os tempos de recepção, que foram inseridos no algoritmo que calcula a posição da fonte geradora. Alguns arranjos experimentais foram testados, a fim de obter o desempenho da técnica em associar os parâmetros medidos com a fonte geradora de arcos, de acordo com a disposição de sensores ao redor da cuba de teste.

5.2 Montagem experimental

O sistema desenvolvido é composto por módulo de emissão de laser, módulo receptor com fotodiodo, conexões monomodo (SM) entre o sensor e módulos e sensor multimodo (MM), composto de uma fibra multimodo enrolada em espira, e emendas. A Figura 36 demonstra o circuito óptico e elétrico utilizado por canal do sistema. O fotodiodo transduz a intensidade de luz óptica em corrente e o resistor converte corrente na tensão que é medida por um osciloscópio. A fonte do circuito elétrico é ajustada em 45,0 volts.

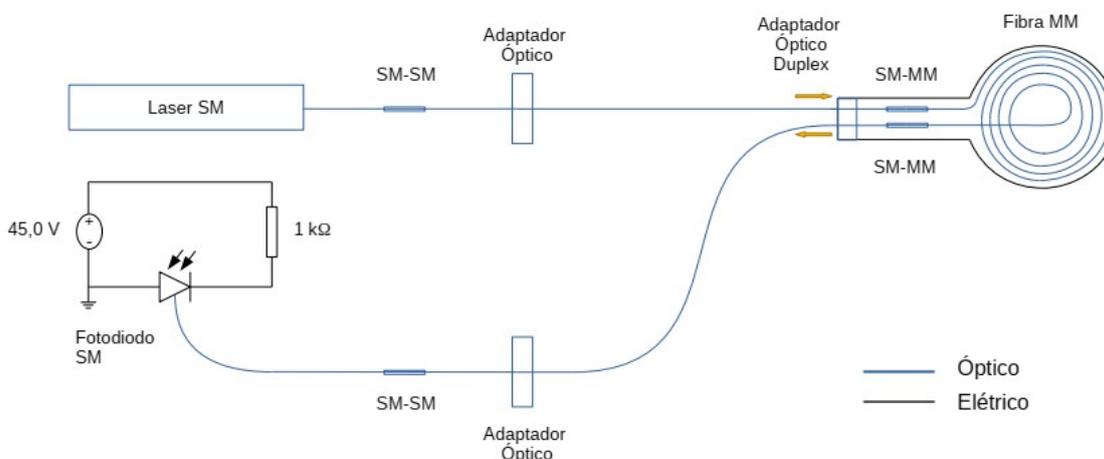


Figura 36 – Montagem de circuito óptico

Para acoplamento do sensor optoacústico às superfícies metálicas, foi desenvolvida uma caixa sensora com ímãs e conexão para entrada e saída do canal óptico. A Figura 37 mostra a face da caixa sensora que é colada ao tanque.



Figura 37 – Sensor fabricado com fibra óptica

O esquema experimental utilizado para geração de descargas induzidas artificiais, está conforme as Figuras 38 e 40. As dimensões do tanque (Figura 38) são $40,7 \times 39,5 \times 50,0 \text{ cm}^3$ com uma chapa de 2 mm de espessura e preenchido por uma amostra de óleo de transformador. A temperatura do óleo durante os experimentos realizados foi de 27°C . Através dos ensaios com o sensor optoacústico foi possível observar a emissão acústica dos arcos gerados.

O circuito (Figura 39) gera um trem de pulsos (em rajada) a partir de uma tensão AC. Seu funcionamento básico pode ser explicado através dos seus diferentes componentes: o diodo D_1 retifica a entrada de tensão alternada, carregando os capacitores C_1 e C_2 , numa velocidade conforme a razão dos resistores R_1 e R_2 . Após alcançar uma tensão de gatilho do DIAC G_1 , o SCR é disparado, descarregando o capacitor C_2 para o transformador T_1 , cuja alta razão de espiras gera um sinal de alta tensão, o suficiente para romper a rigidez dielétrica do óleo através dos eletrodos vistos na Figura 40. A tensão aplicada entre os eletrodos está na ordem de dezenas de kV.

O nível de carga associado a cada arco é na ordem de centenas de nC, cujo procedimento de estimação é explicado no Apêndice C – Estimação da intensidade do arco gerado em óleo.



Figura 38 – Cuba de geração de descargas artificiais

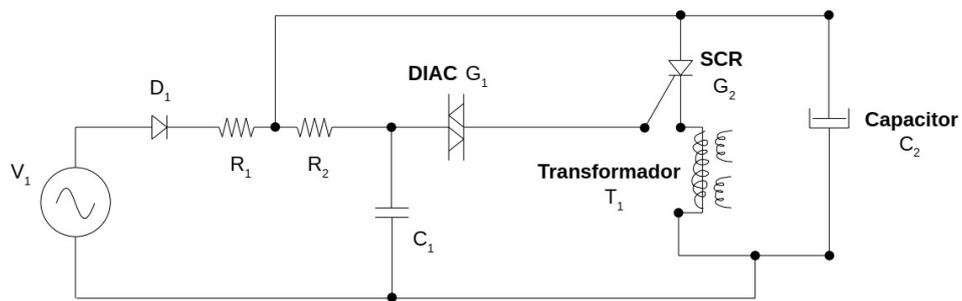


Figura 39 – Circuito gerador de arcos

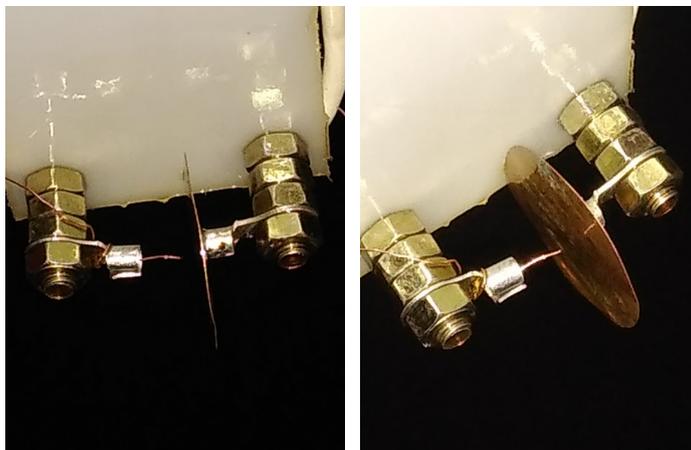


Figura 40 – Configuração de eletrodos utilizados, do tipo ponto-plano

5.3 Aquisição e processamento de sinais acústicos

A aquisição dos sinais ópticos foi realizada de duas maneiras, através de fotodiodos de alta sensibilidade e um detector amplificado.

A Figura 41 mostra o fotodiodo utilizado por canal e montagem em protoboard.

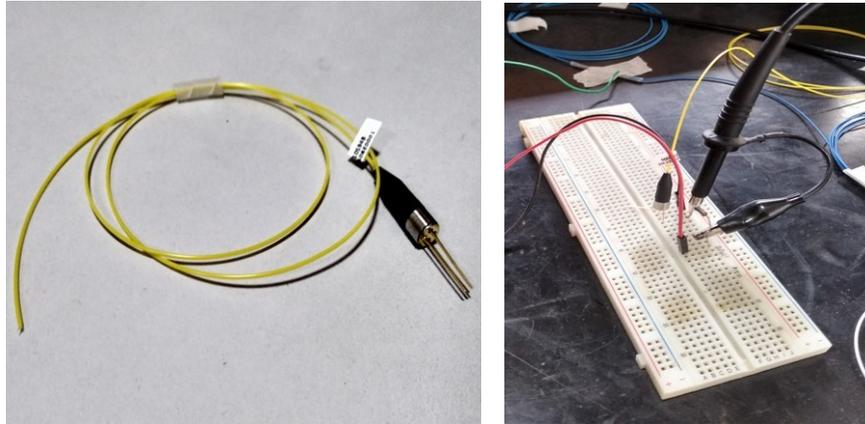


Figura 41 – Fotodiodo (esquerda) e montagem para polarização elétrica do fotodiodo (direito)

A tensão de polarização do fotodiodo escolhida consistiu em uma tensão entre 35 V a 45 V e a responsividade 0,95 A/W. Realizando a medição com instrumento óptico, a intensidade recebida no fotodiodo é próxima de -20,0 dBm (10 μ W).

Como referência, foi utilizado em paralelo nos ensaios um detector amplificado com fotodetector de InGaAs, comprimento de onda detectável entre 900-1700 nm, ganho comutável de 0-70dB, 17 MHz de banda de modulação, e área entrada de 0.8 mm². A seleção do ganho (ver Figura 42) ajuda aumentar a sensibilidade do receptor conforme o sinal.

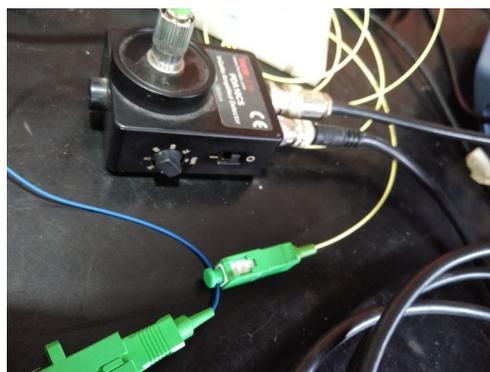


Figura 42 – Detector amplificado PDA10CS, com ganho comutável através de uma chave rotativa lateral

A Figura 43 demonstra o sinal óptico recebido associado ao arco gerado no domínio do tempo, adquirido com o detector amplificado, e a Figura 44 a análise FFT. O osciloscópio utilizado possui como especificações: modelo Rohde & Schwarz RTH1004, 4 canais isolados, banda 200MHz, e taxa de amostragem 5 Gsa/s.

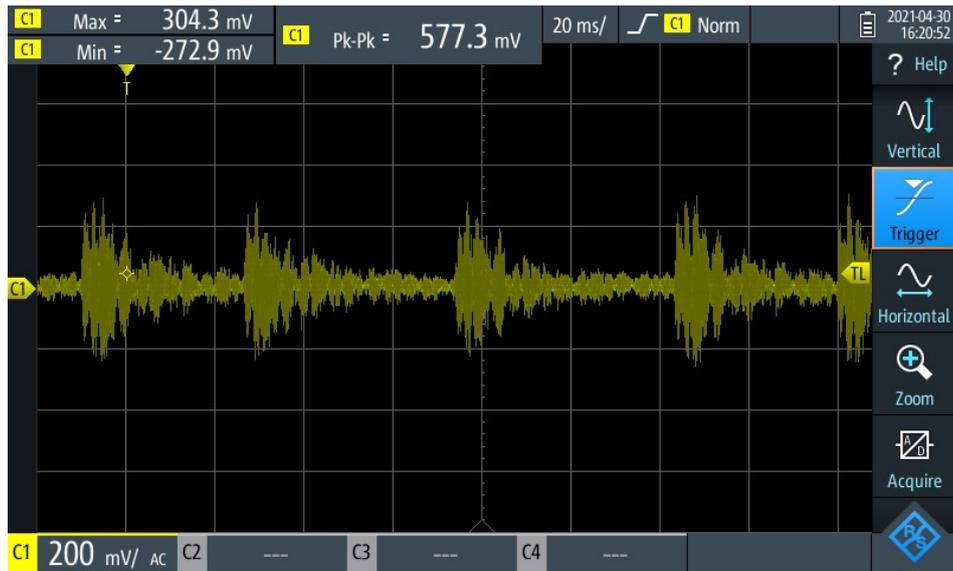


Figura 43 – Sinal optoacústico vinda do arco gerado

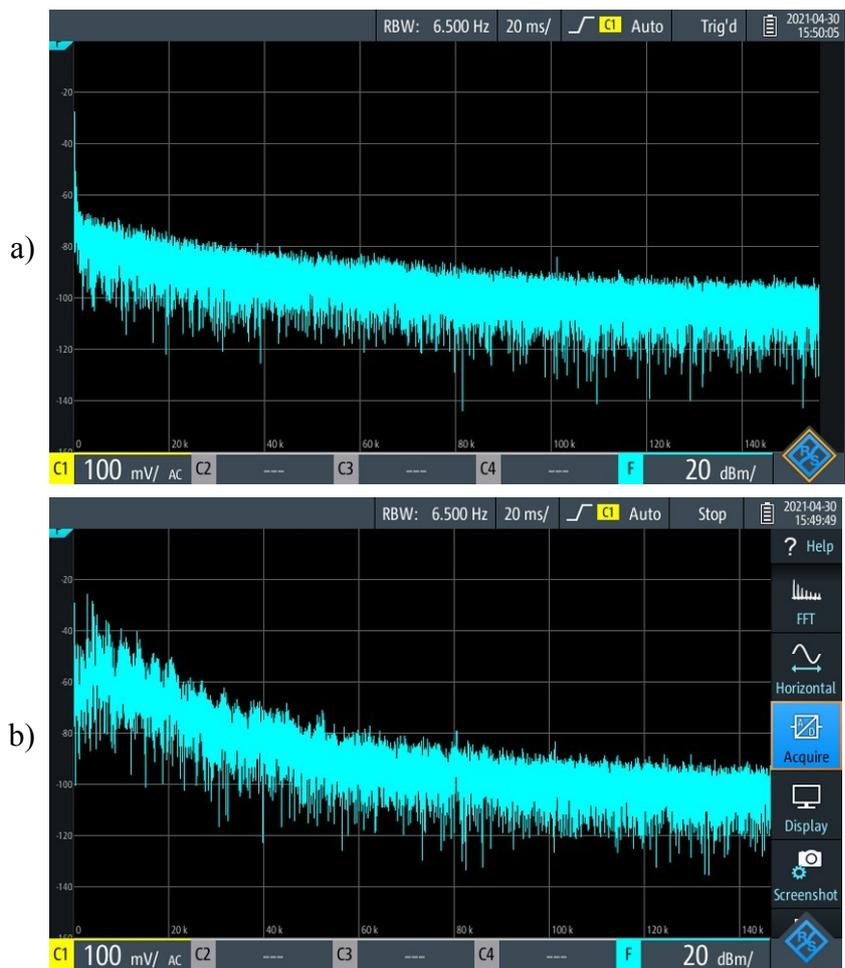


Figura 44 – FFT da assinatura do arco antes (a) e depois (b) de ser gerado

O ensaio foi realizado colocando um transdutor em cada parede da cuba de forma que a sensibilidade dos canais fosse suficiente para observar a forma de onda característica do sinal. As coordenadas de posicionamento dos sensores utilizados no teste foram medidas em relação a uma das quinas inferiores da cuba utilizada, cujos valores podem ser vistos na Tabela 4, obtidos de forma empírica após sucessivas tentativas em estabelecer um acoplamento acústico com sensibilidade adequada.

Tabela 4 – Coordenadas dos sensores posicionados durante o teste

| Sensor | X (em metros) | Y (em metros) | Z (em metros) |
|--------|---------------|---------------|---------------|
| 1 | 0,000 | 0,317 | 0,320 |
| 2 | 0,120 | 0,000 | 0,300 |
| 3 | 0,395 | 0,145 | 0,290 |
| 4 | 0,100 | 0,407 | 0,320 |

Os sinais obtidos são semelhantes aos demonstrados nas Figuras 45 e 46

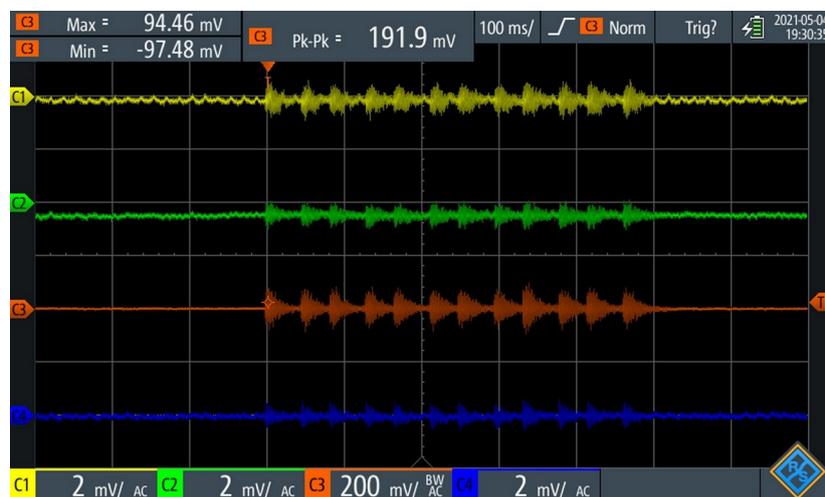


Figura 45 – Experimento de 4 canais para testar algoritmo de localização

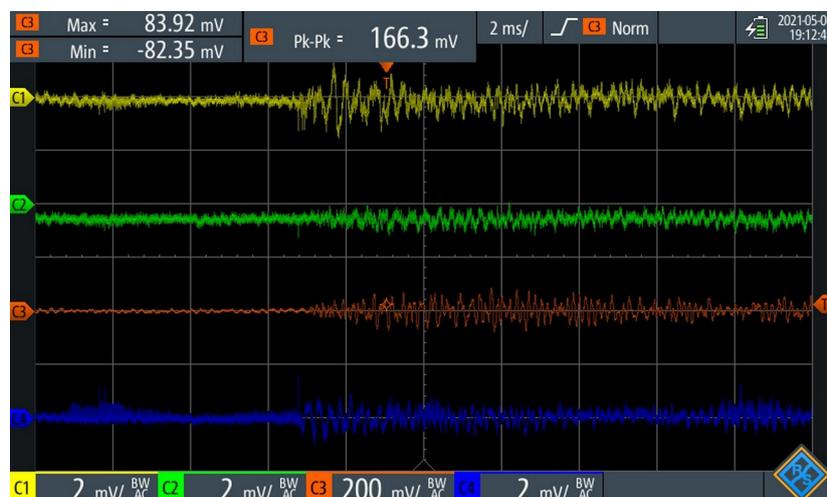


Figura 46 – Defasamento entre os sinais acústicos do arco gerado

Os casos estudados variaram conforme o posicionamento da fonte geradora de arcos, cujas coordenadas em relação ao ponto de referência escolhido foram conforme a Tabela 5.

Tabela 5 – Coordenadas da fonte geradora de arcos durante os testes

| Teste | X (em metros) | Y (em metros) | Z (em metros) |
|-------|---------------|---------------|---------------|
| 1 | 0,065 | 0,327 | 0,319 |
| 2 | 0,225 | 0,237 | 0,347 |
| 3 | 0,100 | 0,120 | 0,327 |

O critério de seleção do acerto da onda de propagação pelo caminho direto foi efetuado com método baseado num esquema apresentado no anexo da norma (IEEE C57.127:2018), esquematizado na Figura 47. Para distinguir o tempo de início, um filtro de média móvel com janela fixa foi aplicado ao sinal, em que os maiores picos foram selecionados como instante de tempo em que a onda de propagação pelo caminho direto alcançou o sensor. As medidas de tempo foram obtidas e submetidas ao algoritmo de localização para obter uma estimativa das coordenadas originais de fonte geradora de arcos.

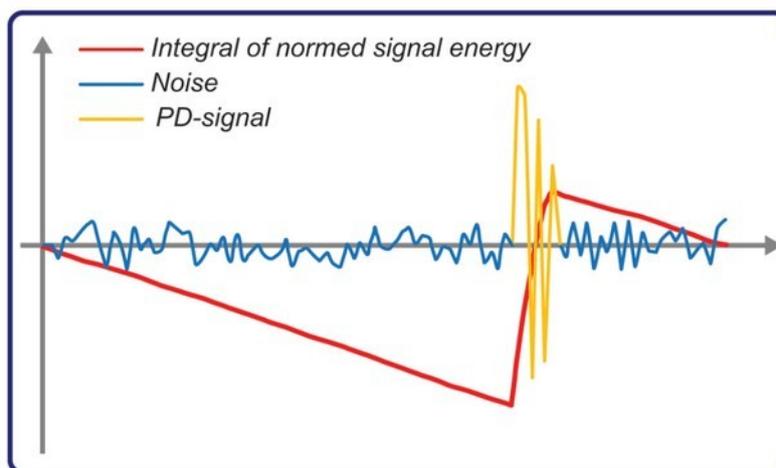


Figura 47 – Determinação do tempo de início pelo critério de energia, adaptado de (IEEE C57.127:2018)

5.4 Resultados de aplicação dos algoritmos

A Figura 48 apresenta as posições dos sensores e fonte geradora de arcos, num espaço tridimensional simplificado com as mesmas dimensões da cuba. A espessura da cuba foi desprezada, e a velocidade de propagação do óleo, dependente de temperatura, considerada foi de 1393 m/s. Os tempos de propagação foram obtidos plotando o sinal acústico através do código desenvolvido no Apêndice B – Algoritmo para obtenção do tempo de recepção por sensor.

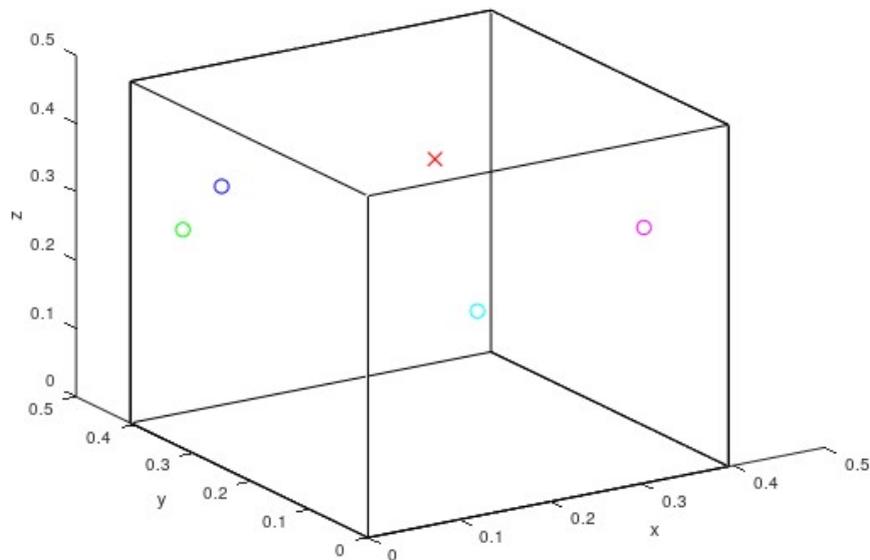


Figura 48 – Cuba modelada, posicionamento dos sensores e gerador de arcos durante o experimento⁶

A Figura 49 demonstra um dos diagramas obtidos na etapa de processamento. A curva vermelha permite selecionar o tempo de propagação como parâmetro para o algoritmo de localização, conforme detalhado pela Figura 50.

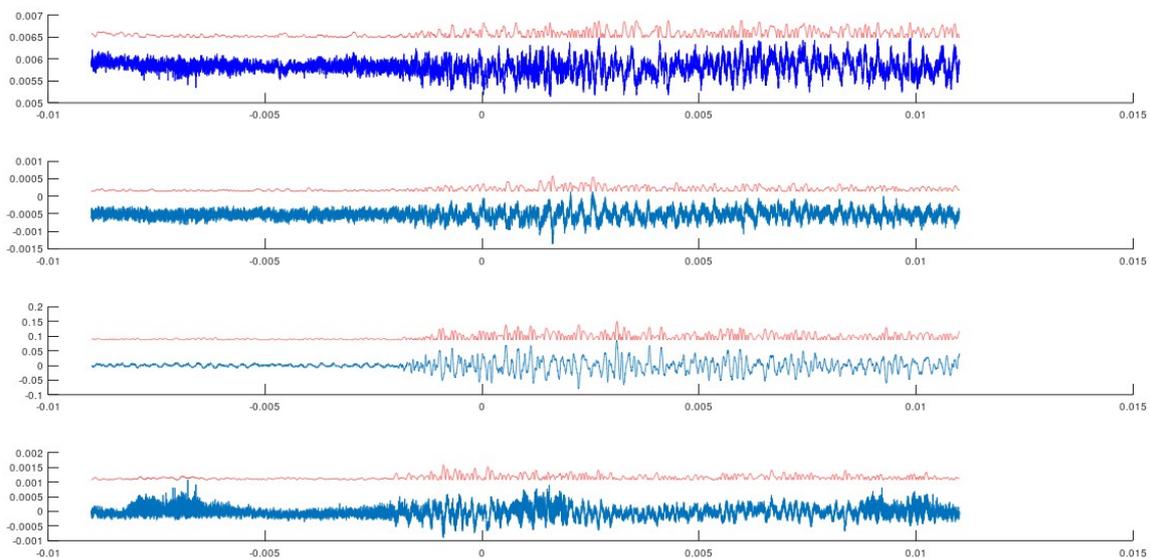


Figura 49 – Diagrama dos sinais (azul) conforme o canal e critério aplicado (vermelho)

⁶Sensores são denotados pelo círculo ‘O’, com cores correspondentes ao canal, CH1: verde, CH2: ciano, CH3: magenta, CH4: azul. O gerador de arco é denotado pelo ‘X’ vermelho.

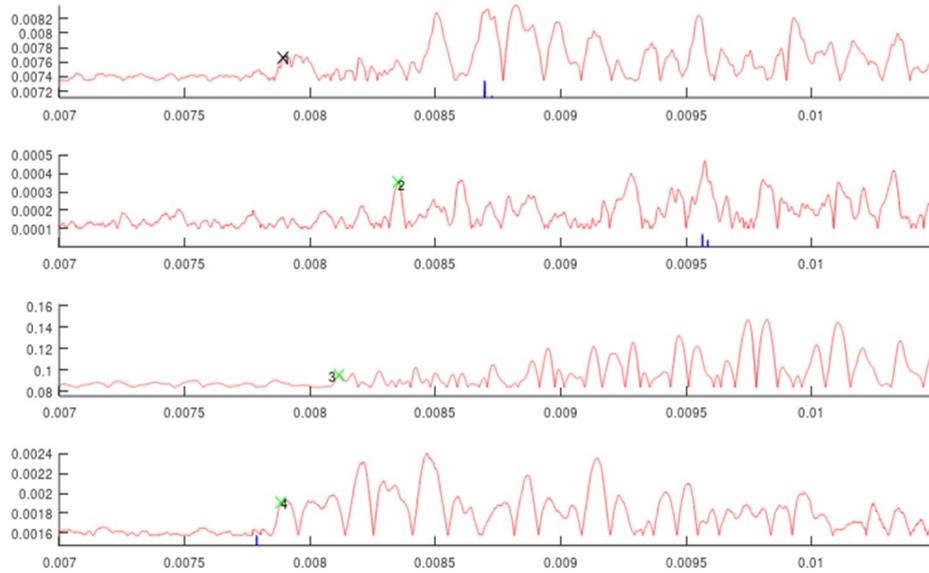


Figura 50 – Determinação dos tempos para o algoritmo de localização

As Tabelas 6 e 7 apresenta os resultados da aplicação dos algoritmos aos dados medidos, em que a partir da obtenção dos tempos de propagação, se calcula a posição do gerador de arcos. A tolerância máxima e número de iterações listados na Tabela 7 demonstram os valores obtidos com o algoritmo para obter a localização com uma distância dentro de 1 cm do ponto de origem, com os tempos de propagação na Tabela 6.

Tabela 6 – Resultados na obtenção dos tempos de propagação

| Teste | S ₁ (em segundos) | S ₂ (em segundos) | S ₃ (em segundos)* | S ₄ (em segundos) |
|-------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| 1 | -0,000203 | 0,000051 | 0 | -0,000145 |
| 2 | 0,000073 | -0,000002 | 0 | -0,000055 |
| 3 | -0,000004 | -0,000207 | 0 | -0,000185 |

* S₃ tomado como referência por ser o sensor com a maior sensibilidade

Tabela 7 – Resultados da aplicação do algoritmo de localização

| Teste | X (m) | ΔX (m)* | Y (m) | ΔY (m) | Z (m) | ΔZ (m) | Tolerância máxima** | Número de iterações |
|-------|---------|-----------------|---------|----------------|---------|----------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 0,06525 | 0,00025 | 0,32690 | 0,00038 | 0,35610 | 0,01000 | 1,8255e-05 | 166 |
| 2 | 0,22650 | 0,00153 | 0,23690 | 0,00013 | 0,33730 | 0,00967 | 1,6330e-04 | 318 |
| 3 | 0,10040 | 0,00041 | 0,11930 | 0,00071 | 0,33690 | 0,00989 | 5,6115e-05 | 277 |

* Valor absoluto entre a posição calculada e posição real do gerador de arco;
 ** Tolerância espacial que é normalmente um parâmetro para o algoritmo de localização, sendo que para estudar a eficiência foi obtido como resultado. A tolerância temporal não foi considerada para análise, convergindo a um valor menor que $1 \cdot 10^{-8}$ rapidamente.

6 Discussão e Conclusões

Através de uma revisão de literatura e estado da arte, foi possível analisar e considerar as condições de surgimento e diferentes técnicas disponíveis para detecção de descargas parciais, a fim de desenvolver um método baseado na transdução de emissões acústicas através de um sensor óptico construído e algoritmos numéricos de processamento utilizados para obter a localização do evento.

A ampla literatura existente demonstra a complexidade do problema de detecção de descargas parciais, em que novas tecnologias, tanto no domínio de dispositivos físicos (hardware) quanto algoritmos de computação e processamento (software), estão sendo desenvolvidos atualmente. Em campo, há uma série de dificuldades que surgem baseado no tipo da instrumentação de acordo com o princípio físico aplicado, suscetibilidade a ruídos e limitações nas grandezas medidas pela técnica.

A medição online da técnica acústica no ambiente da instalação elétrica permite realizar análises importantes, de modo a qualificar um sinal de DP determinando tempo de subida (*rise time*), duração de pulso e assincronicidade com a frequência da rede, além da contagem do número de pulsos e integral da forma de onda. A técnica acústica permite também a localização da fonte do sinal e o sinal não sofre interferências de ruídos elétricos ao redor da área de ensaio. Quando analisada a tecnologia de fibras ópticas, observa-se mais vantagens tais como: imunidade a interferências eletromagnéticas; alta sensibilidade; baixo custo de fabricação (material, sistema de aquisição e possibilidade de operação à distância).

A principal desvantagem encontrada na técnica acústica: distorção, reflexão e atenuação de sinais devido a composição heterogênea de materiais no interior de um transformador, tornando inviável a detecção de falhas profundas no interior de enrolamentos próximas aos núcleos. O nível do sinal recebido não consegue inferir precisamente sobre o nível de energia associado à DP, o que torna menos independente a técnica para realizar a depuração de falhas, necessitando, portanto, ser complementada com outras análises. Além disso, nas experiências práticas percebeu-se a dificuldade em estabelecer um acoplamento mecânico estável com sensibilidade comum entre os sensores. A interpretação dos dados também é um problema devido ao mecanismo complexo de DPs e as características de propagação, em que a presença de ruído mecânico e perturbações no local podem ocasionar erros nas medidas.

O sensor optoacústico desenvolvido, embora simples, possui características interessantes e necessita ser melhor estudado quanto ao mecanismo de funcionamento e parâmetros construtivos. Notou-se um grau de repetibilidade baixo, notoriamente comum para sensores ópticos, em que determinados conjuntos construídos com a mesma metodologia possuem características excepcionalmente melhores sem um motivo claro que justificasse. Além disso, embora o conteúdo de frequência de cada unidade seja parecido, diferentes sensores tiveram respostas em frequências diferentes devido às limitações de fabricação individual dos sensores ópticos. A variação na intensidade óptica se tornou uma dificuldade adicional, sempre necessitando de ajustes, de forma que não saturasse o detector amplificado utilizado. A indisponibilidade de outros detetores para realizar os experimentos tornou

necessário montar fotodiodos sem o amplificador de transimpedância, reduzindo em muito a excursão do sinal, além de aumentar a influência de ruídos elétricos.

Mesmo com os problemas encontrados, foi possível realizar a aquisição das formas de onda, que assemelham muito ao sinal esperado. Para a experimentação realizada, cada forma de onda foi adquirida no mínimo 3 vezes, em que foi tirada uma média para inserir como parâmetro. A montagem experimental, embora simples, ficou robusta, e conveniente no acionamento e de realizar manutenção. O circuito gerador de arco apresentado na Figura 39 foi utilizado justamente devido sua robustez na operação, suportando descargas incompletas, e curto-circuitos internos.

Entretanto, a montagem experimental que consistiu em uma cuba, consiste em um aparato de dimensões bastante reduzidas que difere bastante do tanque do transformador. Para os experimentos e algoritmos, foi considerado um meio homogêneo de óleo sem barreiras que afetam a propagação acústica, além de não considerar as reflexões no tanque, diferindo do caso real. Conforme mencionado anteriormente, descargas típicas possuem carga de 150 pC a 500 pC, portanto a estimativa obtida de 100 nC para a montagem experimental utilizada demonstra que precisa haver calibração para assemelhar aos resultados obtidos em campo. O efeito de uma intensidade maior de arco, numa configuração ponto-plano, embora seja uma primeira tentativa de estudar o fenômeno necessita ser pensado em relação ao tipo de falha sendo estudada, com assinatura específica conforme a região do transformador, e condições e formas dos materiais envolvidos.

Por último, alguns comentários sobre a aquisição e o processamento: o algoritmo de localização apesar de funcionar bem para sinais ideais, para sinais reais possui um número grande de iterações para convergir a solução das coordenadas do arco gerado. Na literatura é possível encontrar uma diversidade de algoritmos de localização, nos domínios dos algoritmos iterativos e não-iterativos, inclusive com melhor desempenho, entretanto optou-se em apresentar (na seção 3.3.1) o algoritmo clássico visto que esse não foi objeto de investigação desse trabalho. Não apenas localização, mas há também diversos critérios para seleção do tempo de início do pulso que é tema de discussão na literatura, tratando-se ainda de um problema difícil, relacionado às técnicas de processamento de ruído (*denoising*), com abordagens muitas vezes específicas à aplicação considerada, sem uma solução geral.

Por fim, observa-se que a experimentação realizada consistiu numa prova de conceito e há ainda muito o que melhorar, entretanto os resultados indicam a plausibilidade e viabilidade da técnica que renderia maiores investigações visando sua aplicação prática.

A crescente evolução das técnicas preditivas alimentadas por novas tecnologias e novas técnicas de processamento tem tornado mais eficiente os processos de manutenção, o que motiva novas pesquisas e desenvolvimento de sistemas cada vez mais sofisticados. Mesmo tratada com certo misticismo, novas técnicas de detecção de descargas parciais ajudam na interpretação dos dados, facilitando a intervenção empenhada por especialistas, permitindo o crescimento na capacidade da infraestrutura elétrica, sem prejuízo a segurança e confiabilidade nas operações.

6.1 Trabalhos Futuros

Os trabalhos futuros apontados estão discriminados abaixo:

- O sensor optoacústico estudado, embora simples, possui características interessantes e necessita ser melhor estudado quanto o mecanismo de funcionamento e parâmetros construtivos. Testando diferentes parâmetros de montagem da fibra, comprimento, outros tipos de fibras etc, permitiria verificar os regimes de excursão mais vantajosos para aplicação de detecção de descargas parciais;
- Desenvolvimento de circuito amplificador de transimpedância para poder utilizar num cenário em campo os fotodiodos. Esse circuito elétrico aumenta a excursão do sinal, além de diminuir a influência de ruídos elétricos;
- Implementar circuito óptico com realimentação e controle de polarização. O seu funcionamento consiste na integração de um sinal de erro e atuação de um modulador de fase conectado a um ramo de referência, compensando *drift* por perturbações e mudanças de temperatura que afetam sensor. O modulador de fase implementado em (Posada-Roman, Garcia-Souto; 2012) compensa até 50π radianos para frequências abaixo 200 Hz. O controle de polarização óptica ajuda a evitar desalinhamento total dos campos que afeta o sinal de interferência.
- Montar e testar outros circuitos geradores para propósitos de geração de um arco de referência, com assinatura semelhante a uma descarga parcial. Existem uma diversidade de circuitos geradores de alta tensão, inclusive aqueles que permitem controlar a carga e tensão de arco. Além do gerador de alta tensão, seria interessante testar outras configurações de eletrodos, entre outras, as de ponto-ponto, plano-plano com meio isolante, papelão, ou simulando a presença de bolhas e outros tipos de óleo;
- Amadurecimento do método para aplicação em campo levando em conta os diversos fatores de atenuação e distorção de sinais acústicos nos transformadores. Usar o algoritmo de análise de erro apresentado para melhor escolher o posicionamento inicial dos sensores a fim de identificar a fonte da descarga, minimizando a quantidade de vezes em que são reposicionados os sensores.
- Investigar o efeito de duas ou mais fontes de DP ocorrendo simultaneamente, o que torna difícil identificar fontes individuais. Esse problema tem sido objeto de investigação na literatura, em que a superposição dos sinais torna difícil a separação dos sinais;
- Teste e comparação com outros algoritmos de localização existentes na literatura, quanto a velocidade, uso de recursos computacionais, e robustez na presença de interferências acústicas, a partir de dados de múltiplos canais;
- Desenvolver um classificador baseado em parâmetros obtidos através da técnica acústica, com ou sem dados complementares de outras técnicas de detecção, para determinar o tipo de descarga, auxiliando o operador na tomada de decisão para manutenção;

- Gerar previsões do estado de transformadores baseado em dados históricos para um mesmo equipamento e estatísticas para um mesmo modelo, ajudando obter a gravidade do defeito com base na localização da descarga e estimativa da vida útil restante;
- Além da tecnologia desenvolvida poder ser explorada para o monitoramento preditivo de transformadores de potência isolados a óleo especificamente, é possível utilizá-la para análise de vibração de outros ativos nos setores elétrico, de petróleo e industrial.

7 Bibliografia e referências

7.1 Livros

1. A. Kardec, J. Nascif, *Manutenção: Função Estratégica*, 2ª edição, Editora Qualitymark, 368 p., 2001.
2. G. C. Stone, I. Culbert, E. A. Boulter, H. Dhirani, *Electrical Insulation for Rotating Machines: Design, Evaluation, Aging, Testing, and Repair*, Second Edition, Wiley, IEEE Press, 2014.
3. G. R. Fowles, *Introduction to Modern Optics*, Second Edition, Dover Publications Inc., New York, 1989.
4. J. C. de Oliveira, J. R. Cogo, J. P. G. de Abreu, *Transformadores Teoria e Ensaios*, Editora Edgard Blucher, 1984.
5. K. Karsai, D. Kerenyi, L. Kiss, *Large Power Transformers*, Elsevier, 1987.
6. C. Lee, and Y. Cao, and K. Hung Ng, “Big Data Analytics for Predictive Maintenance Strategies”, In *Supply Chain Management in the Big Data Era*. Edited by H. Chan, N. Subramanian, and M. Abdulrahman, IGI Global, pp. 50-74, 2017.
7. O. Ziemann, J. Krauser, P. E. Zamzow, W. Daum, *POF Handbook: Optical Short Range Transmission Systems*. 2 ed., 885 p., Springer, 2008.
8. S. D. Myers, J. J. Kelly, R. H. Parrish, *A Guide To Transformer Maintenance*, TMI, Akron – Ohio, 1988.
9. U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation, *Transformers: Basics, Maintenance, and Diagnostics*, Denver – Colorado, April 2005.

7.2 Documentos Normativos

1. ABNT NBR IEC 60060-1:2013, *Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão Parte 1: Definições gerais e requisitos de ensaio*
2. ABNT NBR IEC 60270:2017, *Técnicas de ensaios elétricos de alta-tensão – Medição de descargas parciais;*
3. ABNT NBR 9368:2011, *Transformador de potência de tensões máximas até 145 kV - Características elétricas e mecânicas;*
4. IEC 60076-3:2018, *Power transformers - Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air;*
5. IEC 60641-3-1:2008, *Pressboard and presspaper for electrical purposes - Part 3: Specifications for individual materials - Sheet 1: Requirements for pressboard, types B.0.1, B.0.3, B.2.1, B.2.3, B.3.1, B.3.3, B.4.1, B.4.3, B.5.1, B.5.3 and B.6.1;*
6. IEC/TS 62478:2016, *High voltage test techniques – Measurement of partial discharges by electromagnetic and acoustic methods;*

7. IEEE Std C57.12.90:2015, IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers;
8. IEEE Std C57.113:2010, Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors;
9. IEEE Std C57.127:2018, Guide for the Detection and Location of Acoustic Emissions from Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers and Reactors;
10. CIGRE WG A2.18, Guide for Life Management Techniques For Power Transformers, January 2003.

7.3 Artigos Científicos

1. A. Hekmati; R. Hekmati. Optimum acoustic sensor placement for partial discharge allocation in transformers, IET Sci. Meas. Technol., Vol. 11, Iss. 5, pp. 581-589, 2017.
2. C.G. Gonzales, I.N. Silva, M.A. Carrapato, R.A. Flauzino, T.S. Bonfim, D.H. Spatti. Localização Eficiente de Descargas Parciais em Transformadores de Transmissão Usando Sistemas Inteligentes, VII CITENEL, 2013.
3. C.G. Gonzales, I.N. Silva, T.S. Bonfim, R.A. Flauzino, M.A. Carrapato, D.H. Spatti, E.C. Navarro Sistema Especialista Para Análise Integrada de Ensaios Experimentais Visando Diagnóstico de Transformadores de Transmissão VII CITENEL , 2015.
4. E. Howells, E. T. Norton LOCATION OF PARTIAL DISCHARGE SITES IN online TRANSFORMERS IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 1, 1981.
5. E. Mohammadi, M. Niroomand, M. Rezaeiarr, Z. Amini “Partial Discharge Localization and Classification Using Acoustic Emission Analysis in Power Transformer”, INTELEC, International Telecommunications Energy Conference (Proceedings), 2009.
6. F. A. Gonçalves Jr., L. C. Magrini e P. S. D. Kayano, “Sistema de Monitoramento de Transformadores e Cabos de Força”, VI CITENEL, 2011.
7. F. Calabrese, A. Regattieri, M. Bortolini, M. Gamberi, and F. Pilati, “Predictive Maintenance: A Novel Framework for a Data-Driven, Semi-Supervised, and Partially Online Prognostic Health Management Application in Industries”, Appl. Sci., 11, 3380, 2021.
8. I. P. Arantes, H. D. O. Henriques, A. P. L. Barbero, S. B. Germano, “Desenvolvimento de Protótipo de Sensor Modal métrico de Fibra Óptica para Detecção de Descargas Parciais em Transformadores e Reatores de Potência”, XXIII SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo – XIII (GTM), 2017.
9. J. M. Fresno, G. Robles, J. M. Martínez-Tarifa, and B. G. Stewart, “Survey on the Performance of Source Localization Algorithms”, Sensors, 17, 2666, 2017.
10. J. B. Rosolem, D. C. Dini, C. Floridia, E. K. Tomiyama, J. P. V. Fracarolli, A. A. Leonardi, C. A. Hortêncio, R. S. Penze, P. T. Peres, L. A. Ribeiro, “Desenvolvimento de Sistema de Sensoriamento Óptico para Detecção de Descargas Parciais em Buchas de Transformadores”, XXII SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2013.
11. Lijun Tang, Richeng Luo, Min Deng and Jun Su, “Study of Partial Discharge Localization using Ultrasonics in Power Transformer Based on Particle Swarm

- Optimization”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation 15(2), pp. 492 – 495, 2008.
12. M. Kunicki, “Analysis on Acoustic Disturbance Signals Expected During Partial Discharge Measurements in Power Transformers”, Polska Akademia Nauk (PAN) ARCHIVES OF ACOUSTICS, Vol. 45, No. 4, pp. 733–746, 2020.
 13. M. Mondal, G. B. Kumbhar, “Partial Discharge Localization in a Power Transformer: Methods, Trends, and Future Research”, IETE Technical Review, Vol. 34, no. 5, pp. 504-513, 2017.
 14. P. Kundu, N.K. Kishore, A.K. Sinha, “A non-iterative partial discharge source location method for transformers employing acoustic emission techniques”, Applied Acoustics Vol. 70, pp. 1378–1383, 2009.
 15. P. M. Eletftherion. Partial Discharge XXI: Acoustic Emission-Based PD Source Location in Transformers IEEE Electrical Insulation Magazine p. 22-26, 1995.
 16. P. O’Donovan, K. Leahy, K. Bruton, and D. O’Sullivan, “An industrial big data pipeline for data-driven analytics maintenance applications in large-scale smart manufacturing facilities”, Journal of Big Data, Vol. 2, n. 25, 2015.
 17. P. T. Cole, “Location of Partial Discharges and Diagnostics of Power Transformers Using Acoustic Methods” IEEE Colloquium on Condition Monitoring of Large Machines and Power Transformers, No. 86, 1997.
 18. R. Murugan, R. Ramasamy, “Understanding the power transformer component failures for health index-based maintenance planning in electric utilities”, Engineering Failure Analysis 96, pp. 274–288, 2019.
 19. S. Kanakambaran, R. Sarathi, B. Srinivasan Robust, “Classification of Partial Discharges in Transformer Insulation Based on Acoustic Emissions Detected Using Fiber Bragg Gratings”, IEEE SENSORS JOURNAL, VOL. 18, NO. 24, pp 10018-10027, 2018
 20. T. S. Negm, M. Rafeay, A. A. Hossam-Eldin, “Modeling and Simulation of Internal Partial Discharges in Solid Dielectrics Under Variable Applied Frequencies”, 18th IEEE International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Cairo, Egypt, pp. 639-644, 2016.
 21. T. Zonta, C. Costa, R. Righi, M. Lima, E. Trindade, G. Li, “Predictive maintenance in the Industry 4.0: A systematic literature review”, Computers & Industrial Engineering, Vol. 150, Dec. 2020.
 22. V. Dmitriev, P. R. M. Vilhena, “Sistemas de Monitoramento online de Descargas Parciais, da Isolaco dos Enrolamentos Estatoricos de Hidrogeradores, de Grande Porte: Uma Visão Geral do Estado Atual”, XXII SNPTEE Seminário Nacional de Produo e Transmissão de Energia Elétrica GGH, 2013.
 23. W. Zhang, D. Yang, H. Wang, "Data-Driven Methods for Predictive Maintenance of Industrial Equipment: A Survey", IEEE SYSTEMS JOURNAL, vol. 13, no. 3, Sept. 2019.
 24. X. Wang, B. Li, H. T. Roman, O. L. Russo, K. Chin, and K. R. Farmer, “Acousto-optical PD Detection for Transformers”, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY VOL. 21, NO. 3, 2006.
 25. Y. Lu, X. Tan and X. Hu, “PD detection and localisation by acoustic measurements in an oil-filled transformer”, IEEE Proc. Sci. Meas. Technol., Vol. 147, No. 2, 2000.
 26. Y. Luo, Z. Li, and H. Wang, “A Review of Online Partial Discharge Measurement of Large Generators”, Energies 10(11):1694, 2017.

7.4 Trabalhos Acadêmicos

1. D. L. Argôlo, “Interface para Separação de Padrões de Descargas Parciais Baseada em Técnicas de Aprendizado Não-Supervisionado”, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dezembro 2019.
2. Y. Asiri, “Neural Network Based Detection of Partial Discharge in HV Motors”, King Fahd University of Petroleum & Minerals, Dharan – Saudi Arabia, June 2010.
3. Y. C. Balod, “Dispositivos à Fibra Óptica Baseados em Interferência Multimodal (MMI) para Telecomunicações e Sensoriamento”, Universidade Federal Fluminense, 2011.
4. A. Bhure, “Partial Discharge Detection in Medium Voltage Stators Using Two Independent Detection Schemes”, Michigan State University, 2017.
5. A. T. Carvalho, “Seleção de Bases Wavelet para a Redução do Ruído de Banda Larga em Medições de Descargas Parciais em Máquinas Síncronas”, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Fevereiro 2014.
6. C. F. F. de C. Cunha, “Análise do Processo de Wavelet Shrinkage na Extração de Ruído de Sinais de Descargas Parciais e Separação dos Defeitos Associados”, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Janeiro 2019.
7. R. Fernandez, “Accurate Classification of Partial Discharge Phenomena in Power Transformers in the Presence of Noise”, Qatar University, June 2017.
8. A. K. Lazarevich, “Partial Discharge Detection and Localization in High Voltage Transformers Using an Optical Acoustic Sensor”, Virginia Polytechnic Institute and State University, 2003.
9. A. J. McBride, “Appraisal of Possible Methods of Detecting Partial Discharges in High Voltage Equipment in Situ”, University of New South Wales, Sydney – Australia, 1990.
10. M. G. Niasar, “Partial Discharge Signatures of Defects in Insulation Systems Consisting of Oil and Oil-impregnated Paper”, KTH Electrical Engineering, Stockholm – Sweden, December 2012.
11. E. G. P. Pachon, “Dispositivos em fibras ópticas baseados em interferência multimodal”, Instituto de Física Gleb Wataghin, Universidade Estadual de Campinas, 2013.
12. A. Peimankar, “Intelligent Condition Assessment of Power Transformers”, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Canterbury, 2017.
13. V. H. da Silva, “Desenvolvimento e caracterização de um receptor-modal métrico reflexivo para sinais acústicos”, Universidade Federal Fluminense, 2018.
14. G. F. C. Veloso, “Identificação de Padrões de Contaminação em Óleo de Transformador Através da Monitoração Acústica das Descargas Parciais”, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Julho 2011.

7.5 Outros

1. Agência Brasil, M. Brandão, “Apagão no Amapá não foi provocado por raio, diz laudo - Incêndio no transformador foi provocado por superaquecimento”. Disponível

- em <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2020-11/apagao-no-amapa-nao-foi-provocado-por-raio-diz-laudo>>. Publicado em: 11/11/2020, às 21h12.
2. Electric Energy Online. J. Golarz. Guest Editorial | Understanding Dissolved Gas Analysis (DGA) Techniques and Interpretations. Vol. 913, November/December 2015. Disponível em: <<https://electricenergyonline.com/energy/magazine/913/article/Guest-Editorial-Understanding-Dissolved-Gas-Analysis-DGA-Techniques-and-Interpretations.htm>>. Acesso em 01/04/21.
 3. Engineering360, “11000KV Wires vs 11000kV to 220V Transformer”, Powered by Globalspec, 05/22/2018 1:38PM. Disponível em: <<https://cr4.globalspec.com/thread/120090/11000kV-Wires-vs-11000kV-to-220V-Transformer>>. Acesso em 11/04/21.
 4. ILTECH, Blog do Transformador. Um guia básico de isolantes em transformadores a óleo. Disponível em: <<http://iltech.com.br/blog/um-guia-basico-de-isolantes-em-transformadores-a-oleo/>>. Acesso em 11/04/21 às 23h01.
 5. IRISS. The Theory and Effects of Partial Discharge. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=k8hkGioVXUE>>. Acesso em 21/03/21 às 11h15.
 6. Model-Based Prognostics. M. Daigle. Annual Conference 2014, PHM Society Tutorials. Disponível em: <<https://phmsociety.org/conference/annual-conference-of-the-phm-society/annual-conference-of-the-prognostics-and-health-management-society-2014/tutorials-8/>> Acesso em 07/04/21.
 7. OMICRON, Diagnostic testing and monitoring of power transformers. Disponível em: <<https://www.omicronenergy.com/en/applications/power-transformer-testing-monitoring/>>. Acesso em 21/03/21 às 19h18.
 8. OMICRON, UVS 610 UHF Drain Valve Sensor. Disponível em: <<https://www.omicronenergy.com/en/products/uvs-610/>>. Acesso em 27/03/21 às 16h38.
 9. OptiBPM. Optiwave Photonics Software. Disponível em <<https://optiwave.com/optibpm-manuals/bpm-introduction-to-optibpm/>>. Acesso em 16/03/21 às 15h33.

Apêndice A – Algoritmo de localização

Código desenvolvido em GNU Octave:

[gerador_dp_simulada.m](#)

```
function [t ,y ] = gerador_dp_simulada_v4(t_delay)
```

```
f = 40000;  
Fs = 600000;    % Frequência de amostragem  
T = 1/Fs;      % Intervalo de amostragem  
L = 1500;      % Comprimento do sinal  
t = (0:L-1)*T; % Vetor de tempo
```

```
A = [];  
for ind = 1:L  
    if t(ind) >= t_delay  
        aux = power(1/1.5,(t(ind)-t_delay)/t_delay);  
        A = [A aux];  
    else  
        aux = power(10^10,(t(ind)-t_delay)/t_delay);  
        A = [A aux];  
    end  
end
```

```
w = 2*pi*f;
```

```
y = [];  
for ind = 1:L  
    aux = A(ind)*sin(w*t(ind));  
    aux = -0.7*aux*sinc(f/400*(t(ind)-t_delay));  
    y = [y aux];  
end
```

```
y = y + 0.03*sin(60*t + rand(1))+  
0.11*randn(size(t));
```

```
[b,a] = butter(3, 110000*2/Fs, "low");  
y = filter(b,a,y);
```

```
endfunction
```

```

main.m
pkg load signal;

vs = 1400; % Velocidade do som em óleo
limiar_dp = 0.5;

tol_s = 0.001; % em metros
tol_t = 0.00001; % em segundos
limite_iter = 40;

% Dimensões do tanque
h = 1;
w = 1;
l = 1;

% Fonte da descarga
% x y z
S = [0.8, 0.8, 0.8];

% Coordenadas dos sensores
% (A linha é o número do sensor)
P = [
% x y z
0.500 0.000 0.200
0.500 1.000 0.200
0.000 0.500 0.800
1.000 0.500 0.800
];

N = size(P,1); % Número de sensores

% Atrasos de tempo
t_delay = [];
plots = [];

for ind = 1:N
    t_delay = [t_delay; sqrt((P(ind, 1)-S(1))^2 + (P(ind,
2)-S(2))^2 + (P(ind, 3)-S(3))^2)/vs];
    [X,Y] = gerador_dp_simulada(t_delay(end));
    plots = [plots; Y];
end

Ts = [];
for ind = 1:N
    pos = find(abs(plots(ind,:)) >= limiar_dp)(1);
    t_limiar = X(pos);
    Ts = [Ts; t_limiar];
end

ts = Ts - min(Ts)
ref = find(ts==0)(1)

```

```

%%Mínimos Quadrados%%

xs = P(:,1);
ys = P(:,2);
zs = P(:,3);

x_ = 0.5;
y_ = 0.5;
z_ = 0.5;
T_ = 0.00005;

count = 0;

do
    count += 1;

    x = 0;
    y = 0;
    z = 0;
    T = 0;

    for i = 1:N
        aux = sqrt((x_ - xs(i))^2 + (y_ - ys(i))^2 + (z_ -
zs(i))^2);

        x += (1/N)*xs(i);
        x += (1/N)*((T_ + ts(i))*(x_ - xs(i))*vs)/aux;

        y += (1/N)*ys(i);
        y += (1/N)*((T_ + ts(i))*(y_ - ys(i))*vs)/aux;

        z += (1/N)*zs(i);
        z += (1/N)*((T_ + ts(i))*(z_ - zs(i))*vs)/aux;

        T += (1/N)*((aux/vs) - ts(i));
    end

    L = [(x_ - x) (y_ - y) (z_ - z)]
    delta_T = T-T_

    x_ = x
    y_ = y
    z_ = z
    T_ = T

until (sum(~(abs(L)>tol_s)) == 3)*(abs(delta_T) <=
tol_t) + (count >= limite_iter);

```

```
figure("name", "Modelo espacial do tanque")
```

```

hold on;
xlabel("x");
ylabel("y");
zlabel("z");

```

```

x_vec = [[0,0],[0,l],[0,0]];
y_vec = [[0,w],[0,0],[0,0]];
z_vec = [[0,0],[0,0],[0,h]];
line("xdata",x_vec,"ydata",y_vec,
"zdata",z_vec,"color", "k");

```

```

x_vec = [[l,l],[l,0],[l,l]];
y_vec = [[w,0],[w,w],[w,w]];
z_vec = [[h,h],[h,h],[h,0]];
line("xdata",x_vec,"ydata",y_vec,
"zdata",z_vec,"color", "k");

```

```

x_vec = [[l,l],[l,0]];
y_vec = [[0,0],[0,0]];
z_vec = [[h,0],[h,h]];
line("xdata",x_vec,"ydata",y_vec,
"zdata",z_vec,"color", "k");

```

```

x_vec = [[0,0],[0,0]];
y_vec = [[w,w],[w,0]];
z_vec = [[h,0],[h,h]];
line("xdata",x_vec,"ydata",y_vec,
"zdata",z_vec,"color", "k");

```

```

x_vec = [[l,l],[l,0]];
y_vec = [[w,0],[w,w]];
z_vec = [[0,0],[0,0]];
line("xdata",x_vec,"ydata",y_vec,
"zdata",z_vec,"color", "k");

```

```

for ind = 1:N

```

```

    plot3(P(ind,1),P(ind,2),P(ind,3), "marker", "o",
"color", "g");
end

```

```

plot3(x,y,z, "marker", "o", "color", "b");
plot3(S(1),S(2),S(3), "marker", "x", "color", "r");

```

```

hold off;

```

```

figure("name", "Formas de onda com atraso")
hold on;

```

```

for ind = 1:N
    plot(X,plots(ind,:));

```

```

end

```

```

T_descarga = Ts(ref)-T;

```

```

line([T_descarga T_descarga],[-1 1], "color", "k");

```

```

for ind = 1:N
    line([Ts(ind) Ts(ind)],[-1 1], "color", "k");
end

```

```

hold off;

```

Apêndice B – Algoritmo para obtenção do tempo de recepção por sensor

Código desenvolvido em GNU Octave.

[analise_localizacao.m](#)

```
clc;
clear all;
close all;

pkg load signal;
file_name = "teste4_195128_876094208.csv";
file_id = fopen(file_name);

csv_data = dlmread(file_id, ",", 22, 0);
n = size(csv_data, 1); % quantidade de amostras

window = 100; % tamanho da janela em amostras
fator_mult = 1; % acentuação do picos
time_data = csv_data(:, 1); % tempo das amostras

figure;
subplot(4, 1, 1);
hold on;
plot(time_data, csv_data(:, 2));
aux = abs(detrend(movmean(csv_data(:, 2),
window)*fator_mult)) + max(csv_data(:, 2));
plot(time_data, aux, 'r');
hold off;
```

```
figure;
subplot(4, 1, 2);
hold on;
plot(time_data, csv_data(:, 3));
aux = abs(detrend(movmean(csv_data(:, 3),
window)*fator_mult)) + max(csv_data(:, 3));
plot(time_data, aux, 'r');
hold off;
```

```
figure;
subplot(4, 1, 3);
hold on;
plot(time_data, csv_data(:, 4));
aux = abs(detrend(movmean(csv_data(:, 4),
window)*fator_mult)) + max(csv_data(:, 4));
plot(time_data, aux, 'r');
hold off;
```

```
figure;
subplot(4, 1, 4);
hold on;
plot(time_data, csv_data(:, 5));
aux = abs(detrend(movmean(csv_data(:, 5),
window)*fator_mult)) + max(csv_data(:, 5));
plot(time_data, aux, 'r');
hold off;
```

Apêndice C – Estimação da intensidade do arco gerado em óleo

Para obter a intensidade do arco gerado, um método simples para estimar a carga foi aplicado. Através da equação de corrente, é possível obter uma expressão de carga em função da corrente:

$$I = \frac{dQ}{dt}$$
$$Q = \int_{\tau_1}^{\tau_2} I dt \quad (49)$$

Para medir a corrente foi montado três associações de shunt resistivo compostas por dez resistores em série com o mesmo valor nominal (ver Figura 51), assim dividindo a tensão total por 10 para uma mesma corrente. Utilizando $I = V/R$, a carga pode ser estimada. A Figura 52 apresenta a forma de onda que representa a corrente que passa através dos eletrodos.



Figura 51 – Montagem para estimar a carga do arco gerado

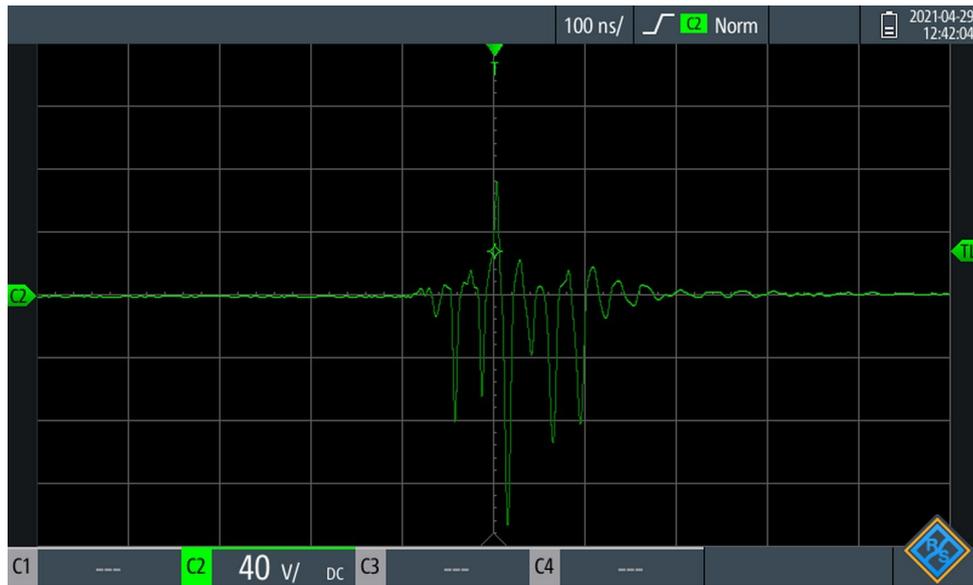


Figura 52 – Forma de onda da tensão medida sobre o resistor de 10Ω ⁷

Do ponto de vista prático, foram realizadas várias aquisições e tirada a média da carga obtida. A carga integrada média para o teste com o resistor de 10Ω foi de 158,38 nC.

⁷Especificações do osciloscópio utilizado: Modelo Rohde & Schwarz RTH1004, 4 Canais Isolados, Banda 200MHz, Amostragem 5 Gsa/s.