



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

LARISSA DINIZ

APRIMORAMENTO DA INSPEÇÃO DE ISOLADORES POLIMÉRICOS
CORRELACIONANDO TEMPERATURA E CAMPO ELÉTRICO

Campina Grande, Paraíba
Março de 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

APRIMORAMENTO DA INSPEÇÃO VISUAL DE ISOLADORES POLIMÉRICOS POR TERMOGRAFIA E CAMPO ELÉTRICO

LARISSA DINIZ

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Professores orientadores:
Edson Guedes da Costa, D. Sc.
Tarso Vilela Ferreira, D. Sc.

Campina Grande – PB
Março - 2019

D9587a Diniz, Larissa.

 Aprimoramento da inspeção visual de isoladores poliméricos por termografia e campo elétrico / Larissa Diniz. – Campina Grande, 2019. 97 f. : il. color.

 Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2019.

 "Orientação: Prof. Dr. Edson Guedes da Costa, Prof. Dr. Tarso Vilela Ferreira".

 Referências.

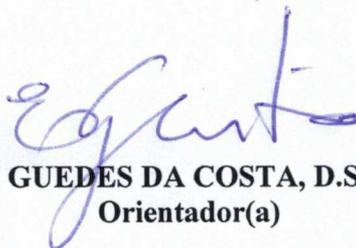
 1. Isoladores Poliméricos. 2. Termografia. 3. Cálculo de Campo Elétrico. 4. Inspeções Termográficas. 5. Processamento de Energia. 6. Inspeção Visual. I. Costa, Edson Guedes da. II. Ferreira, Tarso Vilela. III. Título.

CDU 621.315.616(043)

**"APRIMORAMENTO DA INSPEÇÃO DE ISOLADORES POLIMÉRICOS
CORRELACIONANDO TEMPERATURA E CAMPO ELÉTRICO
"**

LARISSA DINIZ

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 25/03/2019



**EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc., UFCG
Orientador(a)**

**TARSO VILELA FERREIRA, D.Sc., UFS
Orientador(a)**



**RAIMUNDO CARLOS SILVÉRIO FREIRE, Dr., UFCG
Examinador(a)**



**ANDRÉ DANTAS GERMANO, Dr., UFCG
Examinador(a)**

CAMPINA GRANDE - PB

Dedico este trabalho à minha família, que sempre me apoiou na minha educação, e fez o necessário para que eu chegasse até aqui.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus primeiramente, que sempre me concedeu sabedoria e coragem para lidar com as adversidades, e não me deixa desistir nunca.

Agradeço também à minha mãe, Clarice do Nascimento, e toda minha família, que me apoiou desde meus pequenos passos até os dias de hoje, fazendo o impossível para investir na minha educação e sempre me dando amor.

Agradeço também ao meu namorado Leonardo Albuquerque Campos Júnior e amigos, que me ajudaram em todos os momentos de desânimo e estresse, sempre com palavras de carinho e me dando forças.

Agradeço de modo geral ao Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Campina Grande pela acolhida, a todos os funcionários que me ajudaram desde o momento que decidi fazer parte dessa equipe, em especial ao técnico Higor da Costa Rocha pela sua paciência e dedicação.

Meus sinceros agradecimentos aos colegas Arthur Francisco Andrade, Bruno Albuquerque Dias e Filipe Lucena Medeiros de Andrade que me incentivaram e me direcionaram a todo instante para a concretização desse trabalho.

Enfim, agradeço aos meus amigos e professores orientadores Edson Guedes da Costa e Tarso Vilela Ferreira pela oportunidade de um novo aprendizado, pelo constante encorajamento e por toda atenção dedicada a essa supervisão.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma investigação da correlação entre temperatura e campo elétrico para o aprimoramento da inspeção de isoladores poliméricos. Amostras de isoladores poliméricos de 138 kV, íntegras e com defeitos, foram submetidas a ensaios elétricos e medições termográficas. Isoladores retirados do campo foram submetidos a ensaios em sete níveis de tensão aplicada e as medições termográficas foram realizadas após o equilíbrio térmico ser estabelecido. Os isoladores poliméricos foram modelados e simulações computacionais de campo elétrico foram realizadas nas regiões de interesse. Os resultados das medições termográficas, realizadas durante os ensaios, mostraram elevações de temperatura maiores na região próxima ao terminal fase, quando os defeitos estão presentes. Os resultados das simulações computacionais dos isoladores sem defeitos externos não apresentaram distorções de campo elétrico. A análise dos isoladores com defeitos mostrou que o campo elétrico sofre distorções e sua intensidade depende da configuração do defeito e da posição dos defeitos, corroborando com as medições de temperatura. Os resultados indicam que existe uma tendência de crescimento da temperatura nos pontos onde o campo elétrico é mais intenso (furos superficiais).

Palavras-chave: Isoladores poliméricos, termografia, cálculo de campo elétrico, inspeções termográficas, inspeção visual.

ABSTRACT

This work presents an evaluation of the correlation between temperature and electric field to the improvement of polymeric insulators inspection. Samples of 138 kV polymeric insulators, intact and defectives, were submitted to electrical tests and thermographic measurements. Thus, the insulators removed from transmission lines were submitted to seven level of applied voltage and the thermographic measurements were realized once thermal equilibrium was established. The polymeric insulators were modeled and computational simulations of electric field were performed in the regions of interest. The results of the thermographic measurements, performed during the tests, showed higher temperature increases near the phase, when the defects are present. The results of the computational simulations of the insulators without external defects showed no electric field distortions. The analysis of defective insulators revealed that the electric field is distorted and its intensity depends on the defects' configuration and position, corroborating with the temperature measurements. The results indicate the existence of a growth trend of the temperature at the points where the electrical field is more intense (superficial holes).

Key-words: Polymeric insulators, thermography, electric field calculation, thermographic inspections, visual inspection.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Partes de um isolador polimérico..... | 7 |
| Figura 2 - Aletas de um isolador polimérico em destaque..... | 10 |
| Figura 3 - Revestimento do núcleo um isolador polimérico em destaque..... | 10 |
| Figura 4 - Fotografias de aletas cortadas..... | 11 |
| Figura 5 - Fotografias de aletas roídas e bicadas por ação de animais..... | 11 |
| Figura 6 - Fotografias de aletas perfuradas por tiros..... | 12 |
| Figura 7 - Fotografias de isoladores poliméricos embranquecidos..... | 12 |
| Figura 8 - Fotografias de fissuras em isolador polimérico..... | 13 |
| Figura 9 - Fotografias de perfurações em isolador polimérico..... | 13 |
| Figura 10 - Fotografias de cortes profundos em isolador polimérico..... | 14 |
| Figura 11 - Fotografias de erosão em isolador polimérico..... | 14 |
| Figura 12 - Fotografias de rachaduras em isolador polimérico..... | 15 |
| Figura 13 - Fotografias de trilhamento em isoladores poliméricos..... | 15 |
| Figura 14 - Fotografias de procedimentos e instrumentos utilizados em inspeção visual..... | 18 |
| Figura 15 - Níveis de degradação..... | 21 |
| Figura 16 - Imagem termográfica de um isolador polimérico..... | 24 |
| Figura 17 - Modelo de Termovisor T-460..... | 24 |
| Figura 18 - Discretização de isolador polimérico..... | 27 |
| Figura 19 - Fotografia de uma amostra dentre os isoladores poliméricos de 138 kV utilizados..... | 37 |
| Figura 20 - Fotografias das características dos isoladores poliméricos de 138 kV observadas na inspeção visual..... | 38 |
| Figura 21 - Fotografias do procedimento de inspeção, das medições e dos instrumentos utilizados..... | 39 |
| Figura 22 - Desenho do modelo do isolador íntegro de 138 kV..... | 40 |
| Figura 23- Configurações de furos com diâmetros diferentes e em posições diferentes no isolador de 138 kV..... | 42 |
| Figura 24 - Linha traçada na superfície do isolador para ser utilizada como base para a medição de campo elétrico e detalhe do furo com profundidade..... | 43 |
| Figura 25 - Brocas de aço para ferro com diâmetros de 0,4 mm; 1 mm e 2 mm e fotografias de furos testes sendo realizados em sucatas de isoladores..... | 45 |
| Figura 26 - Modelagem do arranjo experimental..... | 46 |
| Figura 27 - Fotografias do arranjo experimental..... | 47 |
| Figura 28 - Fotografia da plataforma fixa com o termovisor utilizados no arranjo experimental..... | 48 |
| Figura 29 - Fotografia de um termohigrômetro digital do arranjo experimental..... | 49 |
| Figura 30 - Campo elétrico ao longo do isolador íntegro para diferentes níveis de tensão..... | 51 |
| Figura 31 - Campo elétrico ao longo do isolado para as três cavidades localizadas em 10 mm da fase para 71,6 kV..... | 52 |
| Figura 32 - Detalhamento no gráfico do campo elétrico ao longo do isolador para as três cavidades localizadas em 10 mm da fase para 71,6 kV..... | 52 |
| Figura 33 - Campo elétrico ao longo do isolador para as três cavidades localizadas em 50 mm da fase para 79,6 kV..... | 54 |

| | |
|--|----|
| Figura 34 - Detalhamento no gráfico do campo elétrico ao longo do isolador para as três cavidades localizadas em 50 mm da fase para 79,6 kV. | 54 |
| Figura 35 - Campo elétrico ao longo do isolador para as três cavidades localizadas em 90 mm da fase para 95,6 kV. | 56 |
| Figura 36 - Detalhamento no gráfico do campo elétrico ao longo do isolador para as três cavidades localizadas em 90 mm da fase para 95,6 kV. | 56 |
| Figura 37 - Campo elétrico ao longo do isolador com cavidade de 0,4 mm nas três posições para 95,6 kV. | 58 |
| Figura 38 - Campo elétrico ao longo do isolador com cavidade de 1,0 mm nas três posições para 95,6 kV. | 59 |
| Figura 39 - Campo elétrico ao longo do isolador com cavidade de 2,0 mm nas três posições para 95,6 kV. | 59 |
| Figura 40 - Imagem termográfica do isolador íntegro para a tensão nominal. | 61 |
| Figura 41 - Imagem termográfica do isolador com cavidade de 2,0 mm de diâmetro localizada a 10 mm do terminal fase para a tensão nominal. | 62 |
| Figura 42 - Imagem termográfica do isolador com cavidade de 1,0 mm de diâmetro localizada a 50 mm do terminal fase para a tensão nominal. | 64 |
| Figura 43 - Imagem termográfica do isolador com cavidade de 1,0 mm de diâmetro localizada a 90 mm do terminal fase para a tensão nominal. | 65 |
| Figura 44 - Gráfico da tensão aplicada em função do campo elétrico e da variação de temperatura para o isolador íntegro para P = 10 mm, 50 mm e 90 mm. | 68 |
| Figura 45 - Gráfico da tensão aplicada em função do campo elétrico e da variação de temperatura para o isolador com furo de 0,4 mm para P = 10 mm, 50 mm e 90 mm. | 69 |
| Figura 46 - Gráfico da tensão aplicada em função do campo elétrico e da variação de temperatura para o isolador com furo de 1,0 mm para P = 10 mm, 50 mm e 90 mm. | 70 |
| Figura 47 - Gráfico da tensão aplicada em função do campo elétrico e da variação de temperatura para o isolador com furo de 0,4 mm para P = 10 mm, 50 mm e 90 mm. | 71 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|---|----|
| Quadro 1 - Classificação de defeitos externos..... | 20 |
| Quadro 2 - Níveis de criticidade de defeitos externos..... | 22 |
| Quadro 3 - Resumo dos principais trabalhos relacionados com o tema em estudo..... | 35 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 - Características construtivas dos isoladores poliméricos utilizados. | 40 |
| Tabela 2 - Materiais e os respectivos parâmetros físicos utilizados na simulação computacional. | 41 |
| Tabela 3 - Casos de estudo submetidos a simulações computacionais. | 42 |
| Tabela 4 - Valores de campo elétrico obtidos para localizações específicas para diferentes níveis de tensão para isolador íntegro e demais isoladores com cavidades. | 57 |
| Tabela 5 - Valores de temperatura medidos em localizações específicas para diferentes níveis de tensão para isolador íntegro. | 62 |
| Tabela 6 - Valores de temperatura medidos para o isolador 2 com furos nos três diâmetros localizados a 10 mm da fase para a tensão nominal. | 63 |
| Tabela 7 - Valores de temperatura medidos para o isolador 3 com furos nos três diâmetros localizados a 50 mm da fase para a tensão nominal. | 64 |
| Tabela 8 - Valores de temperatura medidos para o isolador 4 com furos nos três diâmetros localizados a 90 mm da fase para a tensão nominal. | 66 |
| Tabela 9 - Valores de temperatura medidos para localizações específicas para diferentes níveis de tensão para isolador íntegro e demais isoladores com cavidades. | 66 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|-------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| ATH | Alumina Tri-hidratada |
| Chesf | Companhia Hidro Elétrica do São Francisco |
| CP | Corpo de Prova |
| EPDM | <i>Ethylene Propylene Diene Monomer</i> (Monômero de Etileno Dieno Propileno) |
| EPR | <i>Ethylene Propylene Rubber</i> (Borracha de Etileno Propileno) |
| EPRI | <i>Electric Power Research Institute</i> |
| HTV | <i>High Temperature Vulcanization</i> (Vulcanização em Alta Temperatura) |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| IL | Isolador |
| LAT | Laboratório de Alta Tensão |
| MEF | Método dos Elementos Finitos |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| RTV | <i>Room Temperature Vulcanization</i> (Vulcanização à Temperatura Ambiente) |
| STRI | <i>Swedish Transmission Research Institute</i> |
| TFP | Taxa de Falha Permanente |
| UFCG | Universidade Federal de Campina Grande |
| UV | Ultravioleta |

LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

| | |
|--------|------------------------|
| ϕ | Diâmetro do Furo |
| P | Posicionamento do Furo |
| °C | Graus celsius |
| cm | centímetros |
| K | Kelvin |
| kN | quilonewton |
| kV | quilovolt |
| kVA | quilovoltampere |
| m | m |
| mim | minutos |
| mm | milímetros |
| S | Siemens |
| V_L | Tensão de linha |
| V_s | Tensão aplicada |

SUMÁRIO

| | | |
|--------|---|----|
| 1. | INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1. | OBJETIVOS..... | 4 |
| 1.2. | ESTRUTURA DO TRABALHO | 4 |
| 2. | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 6 |
| 2.1. | ISOLADORES ELÉTRICOS..... | 6 |
| 2.1.1. | ISOLADORES POLIMÉRICOS..... | 7 |
| 2.1.2. | DEFEITOS EXTERNOS..... | 9 |
| 2.2. | TÉCNICAS DE MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO | 16 |
| 2.2.1. | INSPEÇÃO VISUAL..... | 18 |
| 2.2.2. | TERMOGRAFIA..... | 22 |
| 2.3. | MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS..... | 25 |
| 2.3.1. | HISTÓRICO | 26 |
| 2.3.2. | O MÉTODO E PASSOS DE EXECUÇÃO | 27 |
| 3. | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 30 |
| 4. | METODOLOGIA..... | 36 |
| 4.1. | SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS | 36 |
| 4.1.1. | ISOLADORES POLIMÉRICOS UTILIZADOS | 37 |
| 4.1.2. | INSPEÇÃO VISUAL..... | 37 |
| 4.1.3. | MODELAGEM DAS AMOSTRAS | 39 |
| 4.1.4. | PROCEDIMENTOS DA SIMULAÇÃO | 40 |
| 4.1.5. | ENSAIOS ELÉTRICOS | 44 |
| 5. | RESULTADOS, ANÁLISES E DISCUSSÕES..... | 50 |
| 5.1. | SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS | 50 |
| 5.1.1. | FURO A 10 mm DO TERMINAL FASE | 51 |
| 5.1.2. | FURO A 50 mm DO TERMINAL FASE | 53 |
| 5.1.3. | FURO A 90 mm DO TERMINAL FASE | 55 |
| 5.2. | ENSAIOS ELÉTRICOS | 60 |
| 5.3. | DISCUSSÕES DOS RESULTADOS..... | 72 |
| 6. | CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS | 76 |
| 6.1. | PERSPECTIVAS DE TRABALHO | 78 |
| 6.2. | PUBLICAÇÕES | 79 |

1. INTRODUÇÃO

A continuidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica são exigidos pela sociedade. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), operam, regulamentam e fiscalizam todo o processo de fornecimento de energia para garantir que os anseios dos consumidores sejam atendidos.

Assim a ANEEL, por meio da Resolução Normativa n° 63/2004, estabelece penalidade de multa por desligamentos, decorrentes de falhas de planejamento ou de execução da manutenção ou na operação dos sistemas elétricos.

As interrupções no fornecimento de energia elétrica causam transtornos e prejuízos à sociedade e às indústrias. As interrupções também acarretam despesas e danos às empresas concessionárias, tais como perdas de faturamento, multas onerosas, custos com ressarcimento de consumidores e danos à imagem da concessionária. Portanto, as empresas concessionárias buscam primordialmente minimizar as interrupções programadas ou não programadas no fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Uma das principais causas de interrupções programadas ou não programadas está associada ao desempenho dos isolamentos do sistema elétrico. Para o caso dos sistemas de transmissão e distribuição, o isolamento elétrico entre os condutores e as torres é realizado principalmente por equipamentos denominados isoladores (NIGRI, 1999; BEZERRA, 2004; GOMES et al., 2013).

A ANEEL (2017) divulgou que um dos principais objetivos da Campanha de Fiscalização das Transmissoras de Energia Elétrica em 2017 foi a redução dos desligamentos forçados causados por falhas em equipamentos e acessórios, os quais foram responsáveis por elevado número de ocorrências na Rede de Operação do sistema de transmissão. As falhas em equipamentos e acessórios representaram 11% do total dos desligamentos. Os equipamentos e acessórios que mais acarretaram desligamentos forçados foram (cadeias de) isoladores, disjuntores e unidades capacitivas.

Com o intuito de mitigar os prejuízos, as empresas transmissoras e concessionárias realizam cautelosamente a especificação dos equipamentos elétricos, manutenção adequada e planejamento de monitoramento, além do treinamento da equipe de técnicos responsáveis pelas inspeções.

As inspeções visam identificar equipamentos que apresentem algum tipo de defeito ou dano, como o caso de isoladores degradados ou envelhecidos, que são mais propícios a falhas. Do ponto de vista operacional, a substituição ou troca de isoladores poderia garantir a continuidade do serviço no sistema elétrico. No entanto, a substituição indiscriminada demandaria um custo elevado, além de haver incerteza do tempo ótimo para a troca dos isoladores.

Desta forma, o emprego de técnicas de inspeção e de monitoramento eficientes pode antecipar as falhas e garantir altos índices de confiabilidade e de continuidade. Atualmente, existem diversas técnicas de inspeção, monitoramento e diagnóstico de isoladores poliméricos, como por exemplo: inspeção visual, medição de corrente de fuga, radiação ultravioleta, radiação infravermelha e campo elétrico.

A técnica mais utilizada em campo é a de inspeção visual, comumente empregada na detecção de isoladores poliméricos com defeitos externos. Contudo, a inspeção visual é limitada pela experiência e interpretação das equipes de inspetores e sujeita ao diagnóstico baseado apenas nas condições da superfície do isolador.

Outras técnicas de monitoramento empregam as medições de corrente de fuga, radiação ultravioleta (UV), campo elétrico e radiação infravermelha. A realização do monitoramento de vários isoladores por meio da medição por corrente de fuga requer altos investimentos por parte das concessionárias no processo de implantação dos equipamentos e aquisição dos dados (MENDONÇA, 2016). A leitura e interpretação dos dados, obtidos em lugares remotos, se torna complexa e exaustiva dependendo de sensores de qualidade de custo elevado, além de ser considerado um método invasivo. O método de detecção de radiação ultravioleta apresenta o inconveniente de ser preferencialmente realizado à noite, já que a radiação solar pode interferir nas medições. O custo do equipamento detector de UV também é considerado elevado (DOMINGUES, 2012). A medição de campo elétrico é realizada por meio de sensores com pontas de provas, as quais não são capazes de detectar

defeitos pouco severos localizados próximos às ferragens devido à sua construção. Por isso, não permite medições mais próximas do que cerca de 15 cm (INMR, 2017).

Comumente, os equipamentos e principais componentes do sistema elétrico apresentam aquecimento devido à presença de defeitos (COSTA *et. al*, 2009). A termografia, ou medição de radiação infravermelha, é uma técnica de monitoramento capaz de detectar pontos de maior temperatura na interface do revestimento polimérico com o núcleo e na superfície de isoladores. Esta técnica é bastante empregada na detecção de rachaduras, perfurações e danos causados por trilhamentos em isoladores poliméricos (DOMINGUES, 2012).

A termografia é uma técnica de monitoramento não invasiva, podendo ser realizada durante o período de operação normal das linhas ou das subestações, sem a necessidade de interrupção no fornecimento de energia. Esta técnica de monitoramento pode ser empregada na inspeção de uma grande quantidade de equipamentos em um período de tempo menor que a inspeção visual, quando realizada por um único profissional. Além disso, os dados não são subjetivos e nem dependentes da interpretação de inspetores. O número de equipamentos utilizados na inspeção termográfica é menor do que na maioria das técnicas de monitoramento. De fato, há maior confiabilidade e eficiência do diagnóstico por termografia, sobretudo quando os resultados são associados a outros parâmetros, como o campo elétrico.

O cálculo de campo elétrico é uma ferramenta que pode ser utilizada para detectar a presença de defeitos no revestimento do núcleo. Na presença de defeitos externos no isolador polimérico, pode-se observar a ocorrência de descargas parciais e corona, dependendo da sua intensidade, provocadas pela ação do campo elétrico, efeitos que podem ser previstos por meio do cálculo de campo. Esses efeitos podem ainda causar uma elevação da temperatura local.

Neste trabalho é proposto uma investigação da correlação entre temperatura e campo elétrico a fim de possibilitar um aprimoramento da inspeção de isoladores poliméricos.

1.1. OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é investigar a correlação entre a temperatura na superfície de isoladores poliméricos e o campo elétrico, com vista ao aprimoramento da inspeção de isoladores poliméricos defeituosos, em operação. Para tanto, foram realizadas medições termográficas e simulações computacionais do cálculo de campo elétrico em isoladores íntegros e defeituosos.

Os objetivos específicos são:

- Analisar o comportamento do campo elétrico em isoladores poliméricos com um defeito externo (furo superficial) variando especificamente o tamanho e a posição no revestimento;
- Analisar o perfil térmico da superfície dos casos dos defeitos artificialmente inseridos nos isoladores;
- Correlacionar valores de temperatura coletados de termografias com as intensidades de campo elétrico calculadas via simulações computacionais.

1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto de seis seções textuais, além da Introdução.

- O capítulo 2, Fundamentação Teórica, trata de conceitos teóricos pertinentes à compreensão do trabalho, como: isoladores poliméricos, técnicas de monitoramento e diagnóstico, termografia e o método dos elementos finitos.
- O capítulo 3, Revisão Bibliográfica, agrupa de forma objetiva os trabalhos que a autora considera pertinentes à compreensão do estado da arte do tema proposto.
- O capítulo 4, Metodologia, descreve o material e os métodos da pesquisa. Características e considerações acerca da modelagem empregada são apresentadas. As simulações computacionais

baseadas no método dos elementos finitos são descritas, bem como os procedimentos para medição em laboratório.

- O capítulo 5, Resultados e Análises, apresenta os resultados do trabalho e as devidas considerações.
- O capítulo 6, Considerações Finais, que relata as conclusões obtidas no trabalho, bem como sugestões de trabalhos futuros na linha de continuação da pesquisa.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados os embasamentos teóricos necessários à compreensão da pesquisa. Uma breve introdução sobre isoladores, bem como as principais características dos isoladores poliméricos são descritas. Os principais tipos de defeitos externos encontrados em isoladores poliméricos são explicados. Técnicas de monitoramento e diagnóstico, bem como aspectos da termovisão são abordados. Além disso, uma introdução sobre o método dos elementos finitos é apresentada.

2.1. ISOLADORES ELÉTRICOS

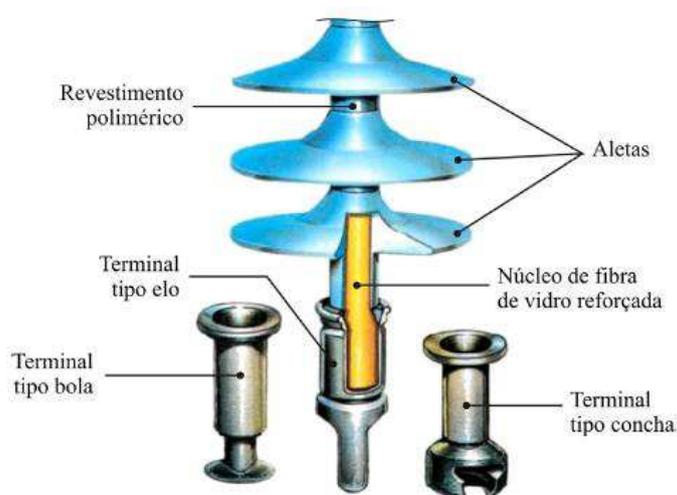
Atualmente, o isolamento das linhas de transmissão e distribuição aéreas ocorre por meio do ar atmosférico e por isoladores. A função do isolador é prover isolamento elétrico entre dois condutores submetidos a diferentes potenciais elétricos e as partes aterradas do sistema, de forma a minimizar a circulação indesejada de corrente. Os isoladores elétricos também são responsáveis por proporcionar suporte mecânico aos condutores nas linhas de transmissão e nos barramentos das subestações (GORUR, 1999).

De forma geral, os isoladores devem ser capazes de operar satisfatoriamente sob condições normais e adversas. As condições adversas englobam os surtos de manobra, as sobretensões atmosféricas, as quais podem ser agravadas por variações climáticas como: extremos de temperatura, chuva, poluição e outros (GORUR, 1999).

Os isoladores são compostos por materiais dielétricos e ferragens metálicas, em que a parte metálica garante alta resistência mecânica. No caso dos isoladores poliméricos, a fibra de vidro também fornece suporte mecânico. O material dielétrico promove uma elevada capacidade de isolamento e baixa perda dielétrica. Os materiais dielétricos comumente empregados na fabricação de isoladores são vidro, porcelana e/ou polímeros.

Atualmente, os isoladores de vidro e porcelana ainda são frequentemente utilizados no sistema elétrico. Contudo, os isoladores poliméricos são mais resistentes ao vandalismo devido à flexibilidade do material, possuem um peso reduzido em relação aos isoladores cerâmicos e apresentam maior resistência a choques mecânicos. Dentre outras características, os isoladores poliméricos são de fácil manuseio, o que diminui a probabilidade de falhas durante a instalação. Uma ilustração de parte de um isolador polimérico com suas partes constituinte pode ser observada na Figura 1.

Figura 1 - Partes de um isolador polimérico.



Fonte: LAPP, 2004.

No entanto, diversos fatores, tais como poluição, clima, podem influenciar na ocorrência de falhas em isoladores poliméricos. Além do mais, a situação de risco é acentuada já que os critérios de avaliação destes fatores são subjetivos. De fato, o diagnóstico de isoladores poliméricos costuma ser mais complexo que no caso de isoladores cerâmicos.

2.1.1. ISOLADORES POLIMÉRICOS

Ao longo dos anos, houve um crescimento considerável da aplicação de isoladores poliméricos no sistema elétrico. Por volta de 1993, os isoladores poliméricos correspondiam a cerca de 20% do mercado de isoladores nos

Estados Unidos (GORUR, 1993). Em 1998, os isoladores poliméricos já representavam em torno de 60% a 70% dos isoladores elétricos instalados na América do Norte (ZHAO; BERNSTORF, 1998 apud ALTAFIM et al., 2003).

O número de isoladores poliméricos em operação no mundo já excede mais de 20 milhões. A aplicação dos isoladores poliméricos tem crescido expressivamente devido às vantagens que o material oferece em relação aos isoladores cerâmicos (LOTT NETO et al., 2017).

Aproximadamente 28% das linhas de transmissão ferroviárias na Índia apresentaram problemas com falhas de isoladores cerâmicos relacionadas a vandalismo e poluição. A maior parte desses isoladores estão sendo substituídos por isoladores poliméricos. O crescimento do uso dos isoladores poliméricos nos últimos anos resulta na necessidade de pesquisas que investiguem o desempenho destes frente às condições adversas, a fim de proporcionar melhorias nas características de projeto do isolador (SRAVANTHI et al., 2017).

Quando se analisa os materiais aplicados aos isoladores poliméricos, constata-se que ao longo dos anos os fabricantes buscaram aperfeiçoar os revestimentos poliméricos utilizando diversos materiais como: teflon, resina epóxi, borracha de silicone vulcanizada à temperatura ambiente (RTV), borracha de silicone vulcanizada à alta temperatura (HTV), borracha etileno-propileno-dieno do tipo polimetileno (EPDM) e borracha etileno-propileno (EPR) (MAVRIKAKIS et al., 2017; NOBREGA, 2016). Com o propósito de diminuir as falhas decorrentes de trilhamento elétrico, os fabricantes adicionam cargas aos polímeros, como a sílica e a alumina tri-hidratada (ATH) (SOUSA, 2006; ALMIRALL, 2013; ABOUZAKHAR et al., 2017).

No Brasil, a necessidade de importação dos componentes básicos dos materiais empregados no revestimento é um dos maiores obstáculos no desenvolvimento de pesquisas e tecnologias nessa área. No entanto, pesquisas têm investigado a aplicação de resinas de poliuretano à base de óleo de mamona (com tecnologia 100% brasileira) em isoladores, devido às suas características elétricas e mecânicas (ALTAFIM et al., 2003).

O emprego de material polimérico na fabricação de isoladores elétricos acarretou em melhorias no desempenho dos isoladores. As vantagens desse tipo de isolador são inúmeras:

- peso reduzido;

- resistência a impactos mecânicos;
- baixo custo;
- fácil manuseio, transporte e instalação;
- resistência ao vandalismo;
- excelente desempenho sob poluição;
- hidrofobicidade.

As características hidrofóbicas do revestimento polimérico impedem a formação de lâminas de água na superfície do isolador, provocando a formação de gotículas de água afastadas por regiões secas (SCHULTE-FISCHEDICK et al., 2015; ALVES et al., 2017).

Apesar da hidrofobicidade e das inúmeras características favoráveis, os isoladores poliméricos estão mais susceptíveis aos fenômenos de envelhecimento provocados por agentes ambientais e estresse elétrico. A formação de arcos na superfície provoca o surgimento de falhas, como o trilhamento e erosão. Estas falhas podem afetar a hidrofobicidade da superfície, aumentando a probabilidade da formação de descargas disruptivas superficiais e ou da ocorrência de falhas permanentes que diminuem a vida útil dos isoladores (ALBANO; WATERS; HADDAD, 2017).

2.1.2. DEFEITOS EXTERNOS

Ao longo do tempo, as propriedades do isolador polimérico tendem a ser modificadas devido à exposição do material a agentes ambientais, esforços mecânicos e elétricos. O termo envelhecimento é utilizado para denominar a deterioração das propriedades mecânicas e elétricas do material. Os processos de envelhecimento diante das condições em campo podem ser classificados em: térmico, elétrico, ambiental e mecânico (SRAVANTHI et al., 2017; MAVRIKAKIS, et al. 2014).

O envelhecimento consiste em um dos principais causadores de falhas em isoladores poliméricos, expressando 64% do total (NORONHA, 2010). Já problemas mecânicos e elétricos representam 35% e ocorrências de vandalismo, 1%. O envelhecimento pode ser provocado por fatores como o calor, umidade,

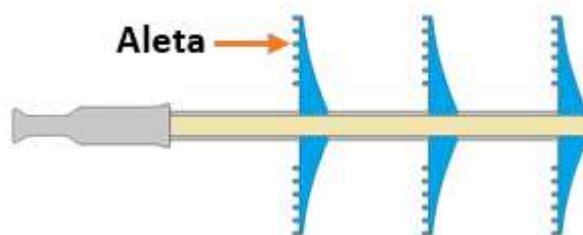
poluição do ar, chuva ácida e luz solar que degradam a superfície do isolador polimérico. (ABOUZAKHAR et al., 2017).

Por estas razões, a influência que a degradação no revestimento polimérico exerce sobre o desempenho do isolador polimérico deve ser investigada e avaliada. Os institutos internacionais de pesquisa da área de transmissão EPRI (*Electric Power Research Institute*) dos Estados Unidos e STRI (*Swedish Transmission Research Institute*) da Suécia, apresentam guias contendo fotos e descrições de variados tipos de defeitos externos encontrados em isoladores poliméricos (EPRI, 2008; STRI, 2005).

De acordo com os guias, os defeitos podem ser classificados de acordo com a região do isolador que é atingida: aletas, revestimento do núcleo ou ferragens. A seguir, serão destacados os defeitos mais frequentes em aletas e revestimentos. Nas Figuras 2 e 3 são destacadas as aletas e o revestimento polimérico de um isolador sem defeitos, respectivamente.

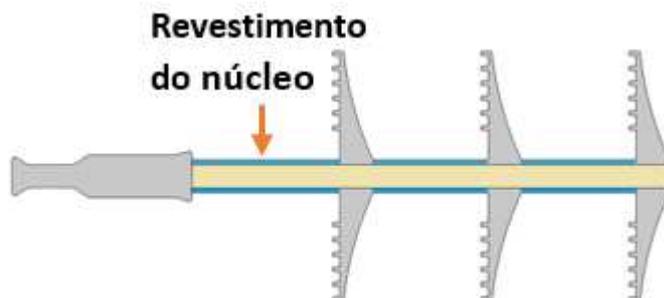
A. Defeitos em Aletas e Revestimento do Núcleo

Figura 2 - Aletas de um isolador polimérico em destaque.



Fonte: autoria própria.

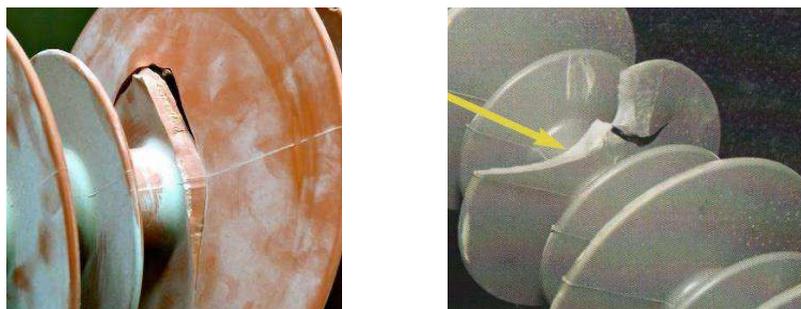
Figura 3 - Revestimento do núcleo um isolador polimérico em destaque.



Fonte: autoria própria.

- Aleta cortada, despedaçada ou perfurada: Esse tipo de defeito pode ser ocasionado por diversos motivos, como ventos fortes, envelhecimento, vandalismos ou até mesmo manuseio inadequado. A solução ainda está sendo investigada, mas os fabricantes têm procurado desenvolver geometrias adaptáveis para estas situações em operação (DOMINGUES, 2012; INMR, 2015; EPRI, 2006; STRI, 2005 e BURNHAM, 1998).

Figura 4 - Fotografias de aletas cortadas.



Fonte: Adaptado de DOMINGUES, 2012 e EPRI, 2006.

- Aletas roídas e bicadas por ação de animais: são casos recorrentes e ainda não solucionados, em que pássaros e roedores danificam a ponta das aletas. No entanto, se o revestimento do núcleo também for comprometido é considerado um caso para substituição (DOMINGUES, 2012; INMR, 2015; EPRI, 2006; STRI, 2005 e BURNHAM, 1998).

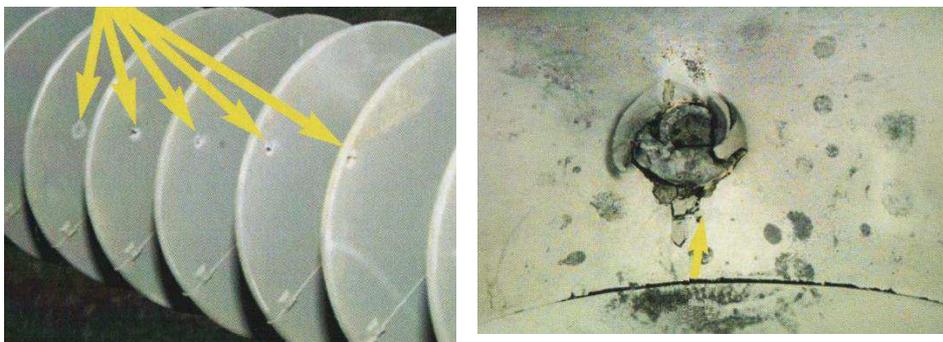
Figura 5 - Fotografias de aletas roídas e bicadas por ação de animais.



Fonte: Adaptado de e INMR, 2018 e EPRI, 2006.

- Isoladores perfurados por tiros: casos em que as aletas são perfuradas e até fracionadas por acidentes ou vandalismo. Em algumas situações o projétil alojado no revestimento polimérico pode favorecer a ocorrência de descargas (DOMINGUES, 2012; INMR, 2015; EPRI, 2006; STRI, 2005 e BURNHAM, 1998).

Figura 6 - Fotografias de aletas perfuradas por tiros.



Fonte: Adaptado de EPRI, 2006.

- Embranquecimento: formação de um pó esbranquiçado nas aletas, podendo também ocorrer no revestimento do núcleo, causado pela exposição do material polimérico à radiação (DOMINGUES, 2012; INMR, 2015; EPRI, 2006; STRI, 2005 e BURNHAM, 1998).

Figura 7 - Fotografias de isoladores poliméricos embranquecidos.



Fonte: Adaptado de STRI, 2005.

- Fissuras: fendas ou aberturas no material polimérico decorrentes da atividade de descargas corona ou devido a falhas na fabricação, que podem expor ou não o núcleo, resultando em perda de material e conseqüentemente diminuição da espessura do revestimento

(DOMINGUES, 2012; INMR, 2015; EPRI, 2006; STRI, 2005 e BURNHAM, 1998).

Figura 8 - Fotografias de fissuras em isolador polimérico.



Fonte: Adaptado de DOMINGUES, 2012.

- Perfurações: furos localizados no material polimérico, que podem alcançar o núcleo ou não, resultantes de descargas disruptivas que ocasionam perdas dielétricas no material (DOMINGUES, 2012; INMR, 2015; EPRI, 2006; STRI, 2005 e BURNHAM, 1998).

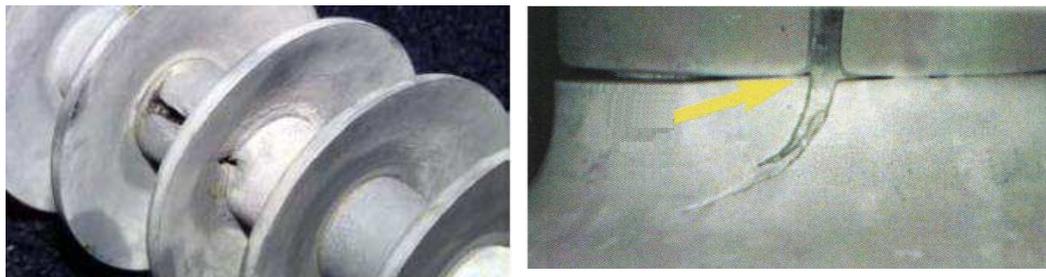
Figura 9 - Fotografias de perfurações em isolador polimérico.



Fonte: Adaptado de DOMINGUES, 2012; EPRI, 2006.

- Cortes profundos: incisões severas resultantes do agravamento de outros defeitos. A profundidade dos cortes pode ocasionar a exposição do núcleo (DOMINGUES, 2012; INMR, 2015; EPRI, 2006; STRI, 2005 e BURNHAM, 1998).

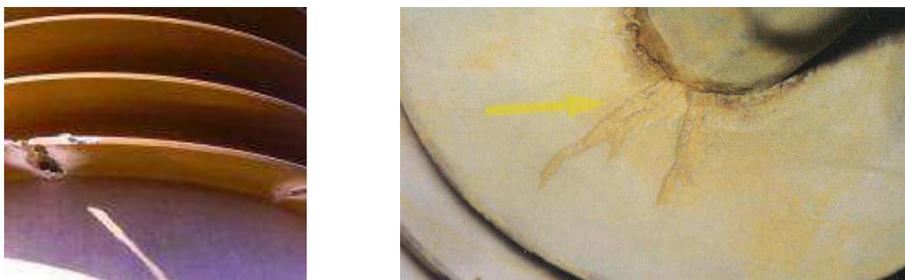
Figura 10 - Fotografias de cortes profundos em isolador polimérico.



Fonte: Adaptado de DOMINGUES, 2012; EPRI, 2006.

- Erosão: Perda localizada e gradual de massa que ocorre pela ação de descargas superficiais. Ocorre, por vezes, em casos em que os isoladores não são propriamente especificados, quanto à sua geometria ou quanto o grau de severidade dos agentes de envelhecimento a que são expostos, pode ocorrer o surgimento de correntes de fuga e conseqüentemente a erosão do revestimento polimérico (DOMINGUES, 2012; INMR, 2015; EPRI, 2006; STRI, 2005 e BURNHAM, 1998).

Figura 11 - Fotografias de erosão em isolador polimérico.



Fonte: Adaptado de DOMINGUES, 2012 e EPRI, 2006.

- Rachaduras: são fraturas superficiais no revestimento do núcleo e nas aletas que podem ocorrer principalmente quando os isoladores estão expostos a condições ambientais severas ou foram mal projetados e fabricados (DOMINGUES, 2012; INMR, 2015; EPRI, 2006; STRI, 2005 e BURNHAM, 1998).

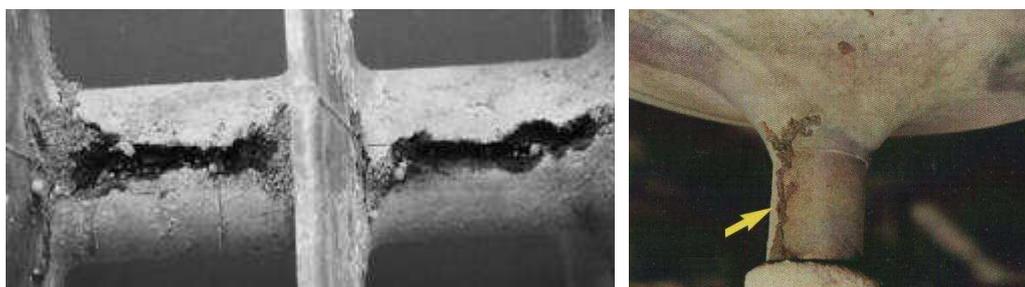
Figura 12 - Fotografias de rachaduras em isolador polimérico.



Fonte: Adaptado de DOMINGUES, 2012 e EPRI, 2006.

- Trilhamento: caracteriza-se por uma formação de caminhos condutivos ao longo da superfície das aletas e do revestimento do núcleo, cujas possíveis causas são presença de correntes de fuga ou alta concentração de contaminantes poluentes na superfície do isolador polimérico (DOMINGUES, 2012; INMR, 2015; EPRI, 2006; STRI, 2005 e BURNHAM, 1998).

Figura 13 - Fotografias de trilhamento em isoladores poliméricos.



Fonte: Adaptado de DOMINGUES, 2012 e EPRI, 2006.

Outros casos classificados como falhas ou processos de envelhecimento, como por exemplo poluição em isoladores, formação de lodo, fratura também são abordados nas classificações dos guias da EPRI e STRI (PHILLIPS, 2004; STRI, 2005; EPRI, 2006), mas não serão aqui discutidos por não serem o foco deste estudo.

O conhecimento a respeito das falhas e tipos de defeitos observados em campo são essenciais para o sucesso de uma inspeção. Além disso, é importante a realização de um treinamento adequado da equipe responsável por realizar as técnicas de monitoramento em campo. Estes fatores influenciam positivamente para um diagnóstico mais coerente.

2.2. TÉCNICAS DE MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO

Ao longo dos anos, várias técnicas de monitoramento aplicadas em campo, bem como técnicas avançadas de análise de materiais, têm sido propostas com o objetivo de diagnosticar isoladores poliméricos. A técnica utilizada deve ser apropriada para cada caso e deve levar em consideração: as características e condições específicas da rede, as necessidades e disponibilidades do sistema, como também os diferentes ambientes de serviço e mecanismos de envelhecimento presentes (MAVRIKAKIS, et al. 2014; KONE; VOLAT; EZZAIDI, 2017).

Atualmente existem diversas técnicas de monitoramento utilizadas no diagnóstico de isoladores poliméricos degradados. As principais técnicas de inspeção são descritas a seguir.

- Inspeção Visual: identifica não apenas as degradações e danos do revestimento polimérico, como também é utilizada para monitorar o nível de poluição e o estado de hidrofobicidade da superfície. O diagnóstico é mais específico quanto mais próximo o inspetor estiver do isolador (DOMINGUES, 2012; SOUZA, 2016).
- Medição de ultrassom: é uma técnica não invasiva e baseada no ruído ultrassônico gerado quando ocorre uma descarga corona nas redondezas de um isolador com falha ou poluído. Atualmente, este tipo de medição tem sido associado ao uso de algoritmos de processamento de sinais a fim de propiciar resultados mais precisos (FERREIRA, 2011).
- Detecção de UV: é uma técnica não invasiva, realizada por meio de um instrumento que capta a radiação luminosa emitida por descargas coronas superficiais em isoladores (GUEDES, 2015).

- Medição de Corrente de Fuga: é uma técnica invasiva que utiliza um sensor capaz de detectar corrente de fuga na superfície do isolador. O aumento de corrente elétrica na superfície do isolador ocorre, comumente, devido às perdas de resistividade e hidrofobicidade do material.
- Medição de Campo Elétrico: é uma técnica promissora que detecta defeitos internos e falhas externas no revestimento polimérico. A medição é invasiva, realizada por meio da ponta de prova de um sensor posicionada próximo ao núcleo do isolador entre as aletas. A medição identifica distorções no campo elétrico causadas por alguma falha no isolador. Nesse contexto, simulações computacionais têm sido empregadas como ferramenta complementar, uma vez que oferecem maior facilidade para reproduzir os defeitos. Além disso, a modelagem em 3D do isolador com defeito oferece resultados mais precisos na componente de campo elétrico distorcido (KONE; VOLAT; EZZAIDI, 2017).
- Termografia: é uma técnica não invasiva que identifica variações de temperatura ao longo do isolador por meio de uma câmera de infravermelho. Desta forma, é possível identificar o aquecimento causado por correntes de fuga, descargas elétricas e falhas internas no núcleo.

De fato, há ainda diversas outras técnicas que utilizam a medição de resistência elétrica, medição de campo eletromagnético, a radiografia, radio interferência, dentre outras (DOMINGUES, 2012).

A escolha da técnica de monitoramento deve ser adequada para as condições do caso a ser investigado. Ademais, uma técnica de monitoramento pode ser associada à outra a fim de obter um diagnóstico mais preciso (TZIMAS, 2012 et al.; MAVRIKAKIS, et al. 2014; RIBEIRO, 2017).

Atualmente a técnica mais utilizada em campo é a inspeção visual realizada por técnicos das concessionárias e das empresas de transmissão de energia elétrica. O diagnóstico feito apenas por inspeção visual, porém, se limita à interpretação dos técnicos responsáveis. Desta forma, estas empresas utilizam também a câmera termográfica para obter um perfil térmico dos isoladores.

2.2.1. INSPEÇÃO VISUAL

A técnica de monitoramento mais conhecida e empregada no monitoramento das linhas de transmissão é a inspeção visual. A inspeção pode ser realizada diretamente com os isoladores fora de linha ou em campo com o auxílio de binóculos. Contudo, a análise é subjetiva e condicionada a experiências dos técnicos que a realizam. Para que os resultados obtidos sejam mais confiáveis é necessário que a equipe de monitoramento esteja o mais próximo possível do isolador. Em alguns casos os membros da equipe escalam as torres ou utilizam helicópteros e máquinas fotográficas de alta resolução.

Fotografias de inspeções visuais sendo realizadas em campo e de instrumentos utilizados podem são apresentadas na Figura 14.

Figura 14 - Fotografias de procedimentos e instrumentos utilizados em inspeção visual.



(a) Inspeção visual em uma linha de transmissão^A



(b) Inspeção visual com helicóptero^B



(c) Isolador polimérico sendo inspecionado^C



(d) Binóculo utilizado em inspeções^D

Fonte: ATC, 2015^A; MENDONÇA, 2016^B; EPRI, 2006^C; e autoria própria^D.

Devido à simplicidade do método e como frequentemente os instrumentos necessários já são de posse das companhias de energia, a inspeção visual é considerada um método de monitoramento de baixo custo (MENDONÇA, 2016).

A inspeção visual permite a detecção de diversos processos de envelhecimento como a degradação e os danos na superfície do material, as condições de hidrofobicidade, o nível de poluição, a degradação da junção entre o material polimérico e a ferragem e se há exposição do núcleo (DOMINGUES, 2012).

No entanto, a efetividade do diagnóstico depende da experiência dos profissionais responsáveis pela inspeção, o que torna o diagnóstico sujeito a interpretações subjetivas. Atualmente, existem guias práticos que auxiliam as inspeções em campo na detecção de defeitos. Os guias descrevem detalhadamente vários tipos de degradação que são frequentemente encontrados ao longo do isolador. Estes guias apresentam também fotos específicas para cada tipo de defeito que já fora identificado.

O Guia para Identificação Visual de Isoladores Poliméricos Danificados (*Guideline For Visual Identification Of Damaged Polymer Insulators*) foi proposto pelo Departamento de Transmissão da Flórida (*Transmission Department of the Florida Power & Light Co*) (BURNHAM, 1998). O Guia de Identificação Visual de Degradação e Danos em Isoladores Poliméricos de Suspensão (*Guide for Visual Identification of Deterioration and Damages on Suspension Polymeric Insulators*) foi apresentado pelo instituto internacional STRI (*Swedish Transmission Research Institute*) (STRI, 2003).

Em ambos guias citados, os defeitos são classificados em dois tipos: degradação e danos. A degradação corresponde aos casos em que não há necessidade de substituição do isolador. Já os danos consistem nos casos em que é recomendada a retirada do isolador de operação. De acordo, com os guias de identificação visual abordados, é apresentada a classificação de defeitos externos e quais as respectivas providencias a serem realizadas no Quadro 1.

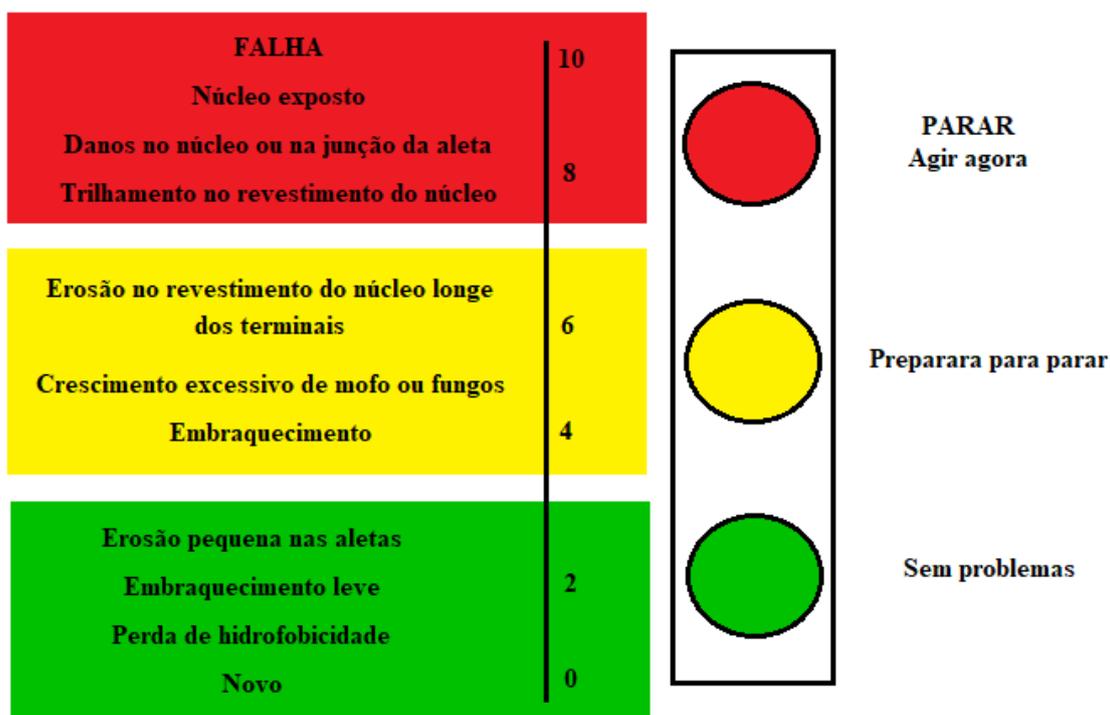
Quadro 1 - Classificação de defeitos externos.

| | | |
|-------------------|---|--|
| Degradação | <p>Aleta Cortada</p> <p>Aletas Roídas e Bicadas por Ação de Animais</p> <p>Aletas Perfuradas por Tiros</p> <p>Embranquecimento</p> <p>Rachaduras Superficiais</p> | Condições em que não há necessidade de substituição de isoladores |
| Dano | <p>Fissuras</p> <p>Perfurações</p> <p>Cortes Profundos</p> <p>Erosão</p> <p>Rachaduras com Grande Perda de Material Polimérico</p> <p>Trilhamento</p> | Condições em que há necessidade de substituição de isoladores |

Fonte: Adaptado de BURNHAM, 1998 e STRI, 2003.

O guia de Inspeção Visual (*Dr. Ravi Gorur's Visual Inspection Guide*) sugerido por Gorur (2003) classifica os defeitos em três níveis de degradação, conforme a Figura 15. Conseqüentemente, providências são sugeridas de acordo com cada nível de degradação.

Figura 15 - Níveis de degradação.



Fonte: Adaptado de Gorur (2003).

Por sua vez, o Guia de Campo: Inspeção Visual de Isoladores Poliméricos (*Field Guide: Inspeção Visual de Isoladores Poliméricos*) apresentado pelo instituto EPRI (*Electric Power Research Institute*) padroniza os defeitos em 4 classes de criticidade (A, B, C e D) (EPRI, 2006), conforme mostrado no Quadro 2.

Quadro 2 - Níveis de criticidade de defeitos externos.

| Classificação | Definição |
|----------------------|--|
| A | Bom ou similar a novo. Nenhuma ação é requerida. |
| B | Pequeno grau de dano, desgaste, decadência. Monitorar danos futuros. |
| C | Moderado grau de dano, desgaste, decadência. Considerar substituição. |
| D | Alto grau de dano, desgaste, decadência. Remover o isolador polimérico de operação. |

Fonte: Adaptado de EPRI (2006).

O guia da EPRI contempla uma vasta série de defeitos encontrados em isoladores poliméricos. Dentre os vários defeitos apresentados, é possível exemplificar as classificações de embranquecimento da superfície do isolador, cujo guia enquadra na classe A; cortes no revestimento das aletas na classe B; rachaduras no revestimento do núcleo na classe C e danos à superfície do revestimento do núcleo causados por atividade elétrica com exposição do núcleo na classe D.

Entretanto, a avaliação apenas visual não considera o grau de desempenho do isolador degradado que supostamente não é retirado de serviço, tampouco estima qual seria a sua vida útil remanescente. Portanto, com o objetivo de associar confiabilidade e precisão ao diagnóstico é fundamental a presença de outros procedimentos de inspeção, como a termografia.

2.2.2. TERMOGRAFIA

A termografia é uma técnica de monitoramento não invasiva, que identifica não apenas falhas na superfície do revestimento do isolador, mas também é

capaz de detectar falhas internas ao núcleo (RIBEIRO, 2017 apud BEZERRA, 2017).

A técnica se baseia no fato de que qualquer objeto que esteja a uma temperatura acima do zero absoluto (0 K ou $-273,15^{\circ}\text{C}$) emite radiação eletromagnética na faixa do infravermelho (BEZERRA, 2015).

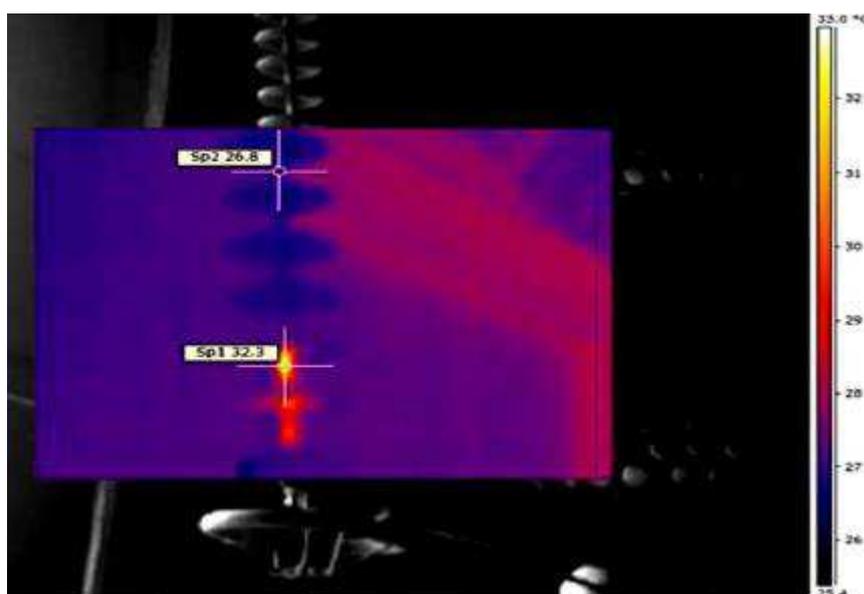
O isolador polimérico com degradações e danos favorece o surgimento de correntes de fuga e formação de descargas na superfície do isolador. Essas falhas produzem uma variação de temperatura local, conseqüentemente variando a taxa de emissão de radiação infravermelha.

A câmera de infravermelho captura o perfil da temperatura ao longo do isolador por meio da aquisição da radiação infravermelha emitida, que é convertida em escala de cores. Assim, as imagens térmicas obtidas podem ser diagnosticadas de acordo com a escala de cor associada à temperatura (NERI, 2005; COSTA, 2009).

Os termovisores consistem em um sistema de imagem dotado de recursos para a análise e medição da distribuição de temperatura. Esses equipamentos são compostos por uma câmera, uma unidade de vídeo e em alguns casos um sistema para o processamento de imagens. Os resultados da termografia podem ser visualizados instantaneamente, durante a inspeção (RIBEIRO, 2017).

A imagem termográfica de um isolador polimérico de 230 kV é apresentada na Figura 16. Um modelo de termovisor (câmera termográfica) pode ser observado na Figura 17.

Figura 16 - Imagem termográfica de um isolador polimérico.



Fonte: (SOUZA, 2016).

Figura 17 - Modelo de Termovisor T-460.



Fonte: FLIR, 2017.

A inspeção com a câmera termográfica requer a entrada de parâmetros relacionados ao objeto e ao ambiente a serem inspecionados, como por exemplo a emissividade do objeto, a temperatura e a umidade relativa do ambiente. A emissividade corresponde à medida de radiação emitida pelo objeto quando comparado a um corpo negro para uma mesma temperatura. A emissividade é o parâmetro mais importante a ser estabelecido. Comumente, os objetos materiais e as superfícies apresentam emissividade numa faixa de aproximadamente 0,1 a 0,95 (FLIR, 2006).

Um aspecto negativo da termografia é que, para defeitos internos muito pequenos, o termovisor pode não ser capaz de detectar a fonte do defeito. A causa está associada ao pequeno tamanho dos defeitos e à intensidade do calor gerado.

Além disso, a técnica pode ser influenciada por condições ambientais ou de interpretação das medições. Por isso, parâmetros como emissividade, temperatura ambiente, umidade e a distância entre o isolador e a câmera infravermelha, devem ser conhecidos e considerados para que a medição de temperatura seja mais precisa (COSTA, 2009). Em alguns casos também é recomendado que a inspeção termográfica seja realizada durante a noite a fim de obter melhores resultados (GUBANSKI et al., 2007).

Contudo, esta técnica tem sido bastante empregada em campo, uma vez que não há necessidade de contato direto entre o técnico responsável pelo monitoramento e o equipamento a ser inspecionado. Além do mais, a inspeção pode ser realizada enquanto todos os equipamentos estão em operação, já que a medição efetuada por meio do termovisor pode ser realizada em uma zona segura, garantindo a segurança do operador.

A termografia oferece um custo relativamente baixo, se for considerado que a maioria das empresas de transmissão e distribuição de energia já possui o equipamento para inspeção, quando comparado às demais técnicas. Outro aspecto positivo consiste no fato de que, conforme os termovisores têm seu desempenho aperfeiçoado, a técnica proporciona uma medição dos equipamentos mais rápida e confiável (SCHMUCK, 2012; SOUZA, 2016).

Portanto, a termografia consiste numa técnica de monitoramento que auxilia na manutenção preventiva e preditiva e quando utilizada adequadamente pode otimizar o tempo de vida útil do isolador polimérico.

2.3. MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS

O Método dos Elementos Finitos (MEF) é uma técnica numérica empregada na solução de equações diferenciais parciais, como o caso da Equação de Poisson e Laplace (NORRIE; VRIES, 1978). O MEF é indicado para

os casos de problemas complexos, em que a obtenção de uma solução satisfatória é inviável por meio de métodos clássicos analíticos.

2.3.1. HISTÓRICO

O conceito de análise de elementos finitos surgiu por volta de 1930 e foi inicialmente desenvolvido para cálculos manuais de estruturas mecânicas. A análise de elementos finitos se desenvolveu rapidamente desde 1950. No entanto, o termo “elemento finito” apenas foi empregado em 1960 por Clough. Em 1967 o Método dos Elementos Finitos passou a ser empregado para a área de eletromagnetismo, quando Wislow calculou um campo magnético a partir do método (ZHOU, 1993).

Após 1970, o MEF teve um grande avanço, devido à popularização do conceito de computador pessoal. Zeinkiewicz e Cheung (1967) tiveram participação nessa ampliação da aplicação do método ao publicar um trabalho em que o aplicaram a problemas descritos pelas equações de Laplace e Poisson (BARGALLO, 2006).

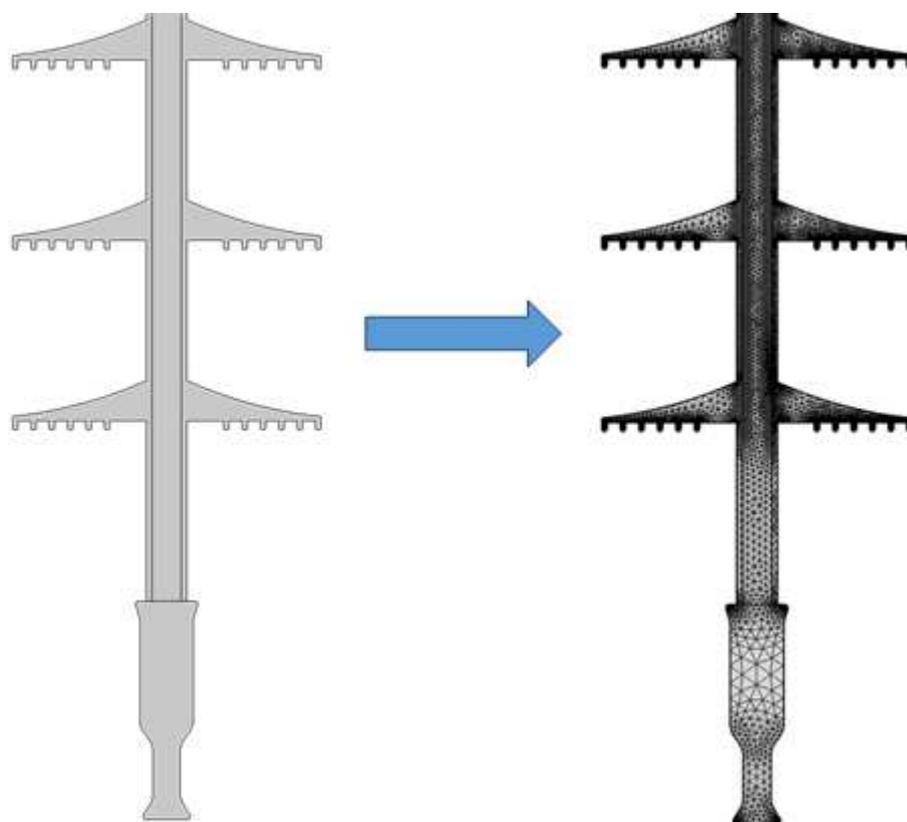
Em meados de 1977, Andersen apresentou uma das primeiras experiências com cálculo de campos elétricos baseado na teoria de elementos finitos. O fato representou um desenvolvimento da aplicação do MEF para a área de engenharia elétrica. Andersen escreveu um programa na linguagem Fortran em que definiu uma região retangular exemplificando um elemento resistivo com permissividade, condutividade e valores de potencial definido. O resultado obtido apresentou valores aceitáveis quando comparados com o valor do potencial teórico. Dessa forma, foi concluído que o programa de Andersen apresentava grande potencial, mas era impossibilitado devido à pequena capacidade computacional disponível na época (ANDERSEN, 1977 apud DIAS, 2016).

Os avanços das ferramentas computacionais permitiram a aplicação do MEF nas áreas de engenharia. A viabilização do MEF contribuiu para uma redução dos custos de projeto, uma vez que a aplicação em simulações de fenômenos físicos e seus efeitos auxilia diretamente na concepção de equipamentos.

2.3.2. O MÉTODO E PASSOS DE EXECUÇÃO

A análise matemática do MEF baseia-se na divisão do domínio da solução de um problema em números menores de regiões interconectadas, que são chamadas de “elementos”. Essa região deve apresentar um número finito de elementos que são conectados uns aos outros por nós. Como os elementos podem ser de diversas formas, o método pode ser aplicado para regiões de interesse com geometrias bem complexas. A Figura 18 apresenta a discretização de um isolador poliméricos em várias regiões menores ou elementos.

Figura 18 - Discretização de isolador polimérico.



Fonte: autoria própria.

Uma aproximação da variável a ser estimada pode ser calculada para cada elemento ‘e’. No caso em que a região for subdividida em triângulos, e a variável de interesse seja o potencial em duas dimensões $V_e(x, y)$, o cálculo pode ser simplificado e representado por uma aproximação polinomial da forma:

$$V_e(x, y) = a + bx + cy; \quad (1)$$

em que: $V_e = 0$ representa fora do elemento 'e' e $V_e \neq 0$ representa dentro do elemento 'e'.

De acordo com Sadiku (2004), a solução de um problema utilizando MEF envolve quatro etapas. Já Ferreira (2007) acrescenta uma etapa relacionada ao uso prático do método. Os passos são descritos a seguir:

- Discretização: representação do domínio a ser solucionado em elementos finitos. As sub-regiões são em geral geometrias simples que não se sobrepõem umas às outras. Os pontos comuns são chamados de nós os quais serão os valores a serem calculados.
- Equacionamento: obtenção de um modelo que melhor descreve o fenômeno físico envolvido em equações. Em geral são usadas as Leis de Hooke ou as Equações de Fourier e Poisson. Uma matriz de coeficientes deve ser construída para cada elemento e em seguida as equações matriciais correspondentes, que representam as variações dos valores de cada nó.
- Construção de uma matriz global: as matrizes de coeficientes de cada nó deverão originar uma matriz global que conecta todos os elementos em um domínio. A matriz global deve ser esparsa, simétrica e ter tamanho $N \times N$, em que N é o número de nós envolvidos. A partir da matriz global é obtido um sistema de X equações, em que X corresponde a quantidade de graus de liberdade que os nós possuem.
- Solução do sistema de equações: Em problemas simples o sistema possui poucas equações. Contudo, eles apresentam mais incógnitas do que equações, impossibilitando a resolução. Portanto, soluções de contorno devem ser utilizadas para fornecer valores conhecidos e constantes para alguns nós, simplificando a solução para métodos convencionais. Os resultados obtidos indicam os valores numéricos de cada grau de liberdade para cada nó.
- Visualização: quando o MEF é aplicado nos *softwares*, os programas devem apresentar opções para que o usuário possa visualizar e consultar

os valores numéricos dos resultados do caso analisado. Por exemplo, em problemas de campos magnéticos, provavelmente a intensidade de campo, força e outros parâmetro como indutância e capacitância serão de interesse do usuário.

Por fim, é importante destacar a importância de um refinamento da malha do objeto discretizado. Em geral, observa-se que uma representação com um nível ótimo de elementos implica em uma solução mais próxima da realidade, o que não pode ser confundido com um exagero da quantidade desses elementos, que outrora poderá acrescentar muitos erros por arredondamento e reduzir a precisão do resultado (FERREIRA, 2007).

Neste capítulo foram apresentados conceitos teóricos pertinentes ao tema do estudo, uma introdução sobre isoladores elétricos, as características relacionadas aos isoladores poliméricos em particular. Também foram apresentados tópicos sobre as técnicas de monitoramento, especialmente a termografia, e do MEF.

No próximo capítulo, os principais trabalhos relacionados ao tema da pesquisa serão listados e suas respectivas contribuições serão discutidas.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo serão abordados os principais trabalhos publicados que investigaram o uso da termografia como técnica de monitoramento de isoladores poliméricos, a implementação de simulações computacionais de campo elétrico e o diagnóstico de isoladores poliméricos com falhas externas.

Trabalhos que abordam a termografia como técnica de monitoramento foram mais facilmente encontrados. Entretanto, a quantidade de trabalhos publicados que investigam falhas em isoladores poliméricos com mapeamento computacional em 3D é significativamente menor. De fato, publicações acerca desses temas são mais atuais, tendo em vista que os estudos que envolvem monitoramento de isoladores poliméricos são mais recentes.

Vaillancourt e outros (1998) analisaram o comportamento de isoladores poliméricos em operação de linhas da empresa Hydro-Quebec. Para linhas de 735 kV e 315 kV, foram investigados casos de isoladores poliméricos com falhas, as quais foram identificadas a partir do método de medição de campo elétrico. Os autores realizaram testes em laboratório, em que cortes no revestimento polimérico de um isolador íntegro foram realizados a fim de simular defeitos. Os defeitos foram detectados com êxito a partir da medição de campo elétrico. O método de detecção de falhas em isoladores cerâmicos foi adaptado para isoladores poliméricos com sucesso, se mostrando útil na tomada de decisões ao determinar a urgência ou precaução na retirada de isoladores de linha. Testes em campo também foram realizados, a técnica de inspeção visual foi utilizada apontando que alguns isoladores apresentavam rachaduras. No entanto, os autores perceberam que apenas com o uso da inspeção visual não era possível obter um diagnóstico mais preciso, por isso empregaram o método de medição para obter o comportamento do campo elétrico. Embora os resultados pareçam ser promissores, a medição de campo elétrico é uma técnica invasiva.

Shaffner e outros (2000) ressaltaram os riscos de desligamentos causados por isoladores degradados, os quais devem ser inspecionados frequentemente. Os autores apontam que a avaliação era majoritariamente feita apenas baseada na inspeção visual. Contudo, esse artigo relata que essa

técnica de inspeção não é suficiente e pode causar diagnósticos imprecisos. Alguns isoladores defeituosos podem não exibir claramente sinais de degradação, enquanto isoladores com aletas degradadas podem apresentar perfeito desempenho elétrico. Os autores descrevem que uma técnica de monitoramento adequada não deve apenas identificar as falhas do isolador, mas também deve apresentar uma avaliação do nível de isolamento restante, portanto, empregaram o método de medição de campo elétrico. Os autores atestam que a maior parte dos defeitos ocorrem, sob condições de operação, próximo às extremidades do isolador onde a intensidade de campo elétrico é maior.

Em seu trabalho de dissertação, Neri (2005) utilizou isoladores poliméricos defeituosos e íntegros em ensaios elétricos e térmicos e simulações de campo elétrico. A partir dos ensaios, o autor associou a ocorrência de descargas corona aos defeitos externos de alguns isoladores. Neri também observou a ocorrência de variação de temperatura nas proximidades da falha dos isoladores avaliados. A inspeção dos isoladores foi realizada por meio das técnicas de termografia e de detecção de ultravioleta associadas. O autor ressaltou ser esta uma combinação promissora. Os resultados das simulações revelaram que o campo elétrico nos isoladores defeituosos é mais intenso do que nos isoladores íntegros.

Assim como Neri, Ferreira (2007) utilizou termografia e detecção de ultravioleta como técnicas de inspeção. No entanto, Ferreira investigou os níveis de descarga corona e a variação de temperatura superficial de isoladores poliméricos com trilhamento no núcleo. O autor observou, por meio dos ensaios, que o aumento da temperatura está relacionado com a intensidade do campo elétrico nos isoladores poliméricos. Ferreira também constatou que a temperatura é um fator que antecipa a degradação. Nesse trabalho de dissertação, também foi proposta uma técnica de criação de indícios de trilhamento de núcleo em laboratório. Por fim, o autor desenvolveu um anel equalizador otimizado para isoladores poliméricos de 230 kV, cujas distribuições de campo e potencial elétrico foram simuladas por meio de *software* baseado no MEF.

Com o objetivo de investigar problemas recorrentes a isoladores poliméricos associados à variação de temperatura, Costa e outros (2009)

realizaram dois tipos de experimentos com isoladores poliméricos. O primeiro experimento pretendia correlacionar a temperatura externa e interna de um isolador com defeitos. Para tanto, foram realizadas simulações computacionais baseadas no MEF com isoladores poliméricos com defeitos sob intenso campo elétrico. Os defeitos modelados representam falhas de fabricação, localizadas entre o núcleo e o revestimento polimérico. Já o segundo experimento utilizou termografia e detecção de radiação ultravioleta como técnicas de inspeção para isoladores poliméricos com diferentes níveis de poluição. Apesar do trabalho utilizar duas técnicas de monitoramento, a inspeção foi focada apenas na análise de poluição, mas não considerou as falhas no isolador polimérico. Além disso, as simulações computacionais utilizaram um modelo 2D e abordaram apenas tipos de defeitos que poderiam ocorrer na fabricação.

Na tese de doutorado de Domingues (2012) foram discutidos os estados iniciais de degradação dos isoladores poliméricos em operação sob condições ambientais. A tese também abordou diversas técnicas de monitoramento para isoladores poliméricos. Além disso, Domingues propôs etapas para estabelecer um plano de gerenciamento de isoladores, considerando as condições destes e os possíveis riscos de falha. De fato, a autora apresentou um plano específico de monitoramento, diagnóstico e classificação dos isoladores poliméricos, com base em inspeção visual. Domingues reuniu em seu trabalho todos os tipos de formas de defeitos e condições adversas adicionais que são reportadas na literatura com o objetivo de proporcionar um manual completo de inspeção visual. Além disso, ela catalogou todas as técnicas de diagnóstico e monitoramento com suas respectivas informações para ajudar os profissionais engajados nesta área. Embora a autora tenha apresentado diversas técnicas de monitoramento, o trabalho de monitoramento e diagnóstico apresentado para os isoladores poliméricos defeituosos é baseado apenas em inspeção visual.

Volat e outros (2013) propuseram um método de monitoramento de isoladores baseado na detecção de campo elétrico por meio de uma ponta de prova sensível e não invasiva. Para tanto, os autores simularam defeitos condutivos em um isolador polimérico limpo de 28 kV por meio de ensaios e modelagem computacional. As simulações computacionais 3D foram realizadas com *software* baseado no MEF com o objetivo de investigar a influência do defeito condutivo na componente local do campo elétrico. Os resultados

apontam que pequenos defeitos condutivos, localizados próximo ao terminal de alta tensão, provocam uma distorção na componente local do campo elétrico. Os autores também ressaltaram que as distorções no campo elétrico foram mais detectadas conforme mais próximo o defeito estava do revestimento do núcleo, mas não nas pontas das aletas. No entanto, o trabalho apenas avaliou a influência de pequenos defeitos e de geometria simplificada. Além disso, apenas a técnica de monitoramento de medição de campo elétrico foi empregada no diagnóstico do isolador polimérico.

Souza (2016) propôs uma técnica de classificação de isoladores poliméricos quanto ao seu grau de degradação, a fim de auxiliar na tomada de decisão com relação a necessidade ou não de substituição do isolador. Para tanto, ele utilizou isoladores poliméricos de 230 kV e termografia como técnica de monitoramento. Foi constatado também que apenas a inspeção visual não é eficiente na classificação dos isoladores poliméricos. O autor evidencia a necessidade de se utilizar métodos mais confiáveis, a exemplo do que foi proposto na sua dissertação e revela que o monitoramento deve considerar diferentes ângulos do isolador, uma vez que as temperaturas podem variar de forma significativa para diferentes ângulos. A técnica apresentada no trabalho, baseada no processamento digital de imagens termográficas e rede neurais artificiais, obteve resultados promissores. O trabalho representa uma contribuição relevante para o diagnóstico de isoladores. Contudo, o próprio autor destaca que apenas o uso isolado de sua técnica não é suficiente.

Kone e outros (2017) realizaram simulações computacionais 3D baseadas no MEF aplicadas a isoladores poliméricos de 69, 110 e 230 kV com defeitos internos condutivos. Os defeitos modelados variaram em termos de tamanho e localização nos isoladores, mas não houve variação na geometria. A distorção no campo elétrico no revestimento polimérico, próximo ao núcleo, foi investigada e os resultados indicaram que a componente radial do campo elétrico é mais sensível à presença de defeitos condutivos do que a componente axial. Além do mais, foi observado que a distorção na componente radial é mais intensa quanto mais próxima estiver da ponta do defeito. Os autores também constataram que na comparação entre os três diferentes isoladores (69, 110 e 230 kV), para defeitos de tamanhos constantes, o comprimento do isolador não influencia na distorção de campo elétrico. O trabalho investigou apenas defeitos condutivos

internos em isoladores poliméricos, mas não avaliou a influência de defeitos externos. Além disso, a influência dos defeitos foi avaliada apenas por meio da intensidade de campo elétrico, não avaliando outros aspectos, como por exemplo a influência sobre a variação de temperatura.

Um estudo realizado por Mavrikakis e outros (2018) avalia os danos causados por roídas e bicadas pela ação de animais no revestimento de dois isoladores poliméricos de 150 kV. A inspeção visual realizada verificou que várias aletas foram danificadas, principalmente. Os autores notaram que com a ausência de danos visíveis ao revestimento do núcleo, os isoladores estariam classificados como “B” (monitorar danos futuros) de acordo com o guia de inspeção visual da EPRI. Simulações computacionais baseadas no MEF com modelos em 3D foram investigadas. Os resultados das simulações apontaram um aumento da intensidade de campo elétrico na superfície dos isoladores danificados sob condições normais de operação. Os resultados mostraram que o aumento do campo elétrico também depende da posição do dano no isolador e da configuração dos defeitos. O trabalho conclui que o aumento do campo elétrico ao longo da superfície do isolador pode afetar o seu desempenho em serviço, principalmente quando os danos são próximos aos terminais. Além da tensão nominal, o trabalho não explorou o caso sob outros níveis de tensão. O trabalho também não avaliou a presença de possíveis danos na superfície do revestimento do núcleo.

Com base na revisão bibliográfica apresentada, foi observado que o cálculo de campo elétrico e o emprego da técnica de termografia na inspeção dos isoladores poliméricos já estão sendo estudados em diversas pesquisas. Contudo, não há indícios de pesquisas existentes que combinam ambas técnicas, a fim de aprimorar a inspeção visual e prover um diagnóstico mais coerente. As contribuições dos trabalhos supracitados são sintetizadas no Quadro 3, com as principais referências e contribuições abordadas na revisão bibliográfica. Adicionalmente, no Quadro 3 é apresentada a contribuição proposta nesta pesquisa.

O próximo capítulo será dedicado à descrição dos materiais aplicados e métodos utilizados, para simulação de campo elétrico e ensaios elétricos com inspeção termográfica, nos isoladores poliméricos de 138 kV íntegro e com defeitos.

Quadro 3 - Resumo dos principais trabalhos relacionados com o tema em estudo.

| Ano | Autores | Contribuição | IV | CE | IF |
|--|-----------------------|--|----|----|----|
| 1998 | Vaillancourt e outros | Constataram que apenas o uso da inspeção visual não garante um diagnóstico preciso, por isso empregaram o método de medição de campo elétrico, como técnica de monitoramento em casos de isoladores poliméricos com defeitos. | ✓ | | |
| 2000 | Shaffner e outros | Realizaram ensaios e avaliações em campo com isoladores poliméricos, utilizando inspeção visual e medição de campo elétrico, e verificaram que a maior parte dos defeitos ocorrem, sob condições de operação, próximo às extremidades do isolador. | ✓ | | |
| 2005 | Neri | Avaliou isoladores defeituosos ou na iminência de falhar, com termografias e detecção de ultravioleta como técnicas de inspeção, e verificou que o campo elétrico dos isoladores defeituosos é maior que para os isoladores íntegros. | | | ✓ |
| 2007 | Ferreira | Investigou a variação de temperatura superficial de isoladores poliméricos com trilhamento no núcleo e observou que a intensidade do campo elétrico está relacionada com o aumento da temperatura. | | ✓ | ✓ |
| 2009 | Costa e outros | Investigaram a relação de falhas de isoladores poliméricos com a variação de temperatura e realizaram simulações computacionais baseadas no MEF com isoladores poliméricos com defeitos sob intenso campo elétrico. | | ✓ | ✓ |
| 2012 | Domingues | Reuniu todos os tipos de defeitos e condições adversas adicionais que são reportadas na literatura em um manual completo de inspeção visual e catalogou todas as técnicas de monitoramento com suas respectivas informações. | ✓ | | |
| 2013 | Volat e outros | Simularam defeitos condutivos em um isolador polimérico limpo e observaram que pequenos defeitos condutivos, localizados próximo ao terminal de alta tensão, provocam uma distorção na componente local do campo elétrico. | | ✓ | |
| 2016 | Souza | Desenvolveu uma técnica de classificação de isoladores poliméricos quanto ao seu grau de degradação e demonstrou que o monitoramento por termografia deve considerar diferentes ângulos do isolador. | ✓ | | ✓ |
| 2017 | Kone e outros | Realizaram simulações computacionais 3D de isoladores poliméricos com defeitos internos condutivos e notaram que as distorções de campo elétrico no revestimento polimérico são mais intensas para a componente radial do que a axial. | | ✓ | |
| 2018 | Mavrikakis e outros | Avaliaram isoladores poliméricos danificados por animais e observaram aumento da intensidade de campo elétrico na superfície em condições normais de operação. | | ✓ | |
| 2019 | Diniz | Investigou a correlação entre a intensidade de campo elétrico e a temperatura na superfície de isoladores com cavidades com vistas ao aprimoramento da técnica de inspeção visual e evidenciou uma tendência entre ambos fenômenos. | ✓ | ✓ | ✓ |
| IV: implementação ou aprimoramento da técnica de inspeção visual; CE: cálculo de campo elétrico por meio de simulação computacional utilizando MEF; IF: emprego de câmera de infravermelho (termografia). | | | | | |

Fonte: Autora.

4. METODOLOGIA

Neste trabalho são propostos processos correlacionados de análise da degradação externa de isoladores poliméricos, os quais empregaram informações coletadas:

- por meio da determinação da intensidade de campo elétrico, utilizando simulação computacional;
- por meio da investigação da variação de temperatura, utilizando a termografia como técnica de monitoramento.

Dessa forma, neste capítulo serão apresentadas a metodologia de simulação computacional empregada e a metodologia utilizada nos experimentos.

Os procedimentos da metodologia serão divididos em duas etapas. A primeira etapa corresponde aos procedimentos de simulação computacional dos isoladores poliméricos com defeitos artificialmente inseridos e do isolador de referência. A segunda etapa corresponde à realização de ensaios elétricos nos isoladores poliméricos.

4.1. SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Nesta etapa, simulações computacionais foram realizadas com isoladores poliméricos classe de 138 kV. A simulação foi realizada com o intuito de verificar a criticidade de defeitos externos (furos) no revestimento polimérico com base no cálculo de campo elétrico. O campo elétrico foi calculado para um determinado tipo de defeito externo (furo) no revestimento polimérico.

Em ambas etapas, o defeito foi definido como um furo no revestimento do isolador, com profundidade suficiente para atingir o núcleo de resina epóxi reforçada com fibra de vidro. Foram variados o posicionamento e o diâmetro do furo, além da tensão aplicada.

4.1.1. ISOLADORES POLIMÉRICOS UTILIZADOS

O material da pesquisa consiste em quatro isoladores poliméricos, classe de 138 kV, retirados de campo e fornecidos pela Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf).

Uma fotografia contendo um isolador polimérico da classe de 138 kV utilizados pode ser observada na Figura 19.

Figura 19 - Fotografia de uma amostra dentre os isoladores poliméricos de 138 kV utilizados.



Fonte: autoria própria.

De acordo com os dados do fabricante (LAPP, 2014) cada isolador pesa aproximadamente 5,0 kg e suporta uma carga mecânica de 80 kN. Os terminais metálicos são do tipo concha (terra) e bola (alta tensão), fabricados em aço galvanizado.

4.1.2. INSPEÇÃO VISUAL

Uma inspeção visual foi realizada com o objetivo de identificar as características dos isoladores e a presença de defeitos. Uma análise criteriosa foi realizada para que as características dos isoladores fossem detalhadamente identificadas.

Após a inspeção foi observado que nenhum isolador apresentou defeitos externos visíveis no revestimento polimérico do núcleo.

Três das quatro amostras continham avarias nas aletas junto ao lado terra, contudo foram consideradas adequadas à realização dos ensaios. Esta decisão baseou-se no conhecimento de que defeitos em aletas, especialmente junto à ferragem terra, tem impacto irrelevante na distorção do campo elétrico junto ao

revestimento da ferragem fase, região de maior intensidade de campo e de especial interesse no presente estudo. Estas informações corroboram com os autores Kone, Volat e Ezzaidi (2017) que afirmam que “a distorção do campo elétrico provocada por defeitos internos é mais significativa no revestimento do núcleo do que nas extremidades dos isoladores (aletas)”. Além disso, Shaffner, Ruff e Vaillancourt (2001) constatam que “os defeitos ocorrem nas proximidades do terminal fase, sob condições de serviço, devido à facilidade de carbonização pelo campo elétrico ser mais intenso nessa região”.

Na Figura 20 podem-se observar fotografias dos quatro isoladores ensaiados.

Figura 20 - Fotografias das características dos isoladores poliméricos de 138 kV observadas na inspeção visual.



(a) Isolador 01 - íntegro



(b) Isolador 02



(c) Isolador 03



(d) Isolador 04

Fonte: autoria própria.

O isolador sem defeitos visíveis, apresentado na Figura 20 (a), foi utilizado como referência para ser modelado. Foram realizadas medições das características construtivas deste isolador. As medidas foram obtidas com o auxílio de uma fita métrica e um paquímetro. Fotografias dos procedimentos de medição e inspeção são apresentadas na Figura 21.

Figura 21 - Fotografias do procedimento de inspeção, das medições e dos instrumentos utilizados.



Fonte: autoria própria.

4.1.3. MODELAGEM DAS AMOSTRAS

As características construtivas dos isoladores poliméricos foram obtidas, por meio do catálogo do fabricante e por meio das medições realizadas. Os parâmetros dos isoladores poliméricos utilizados são apresentados na Tabela 1.

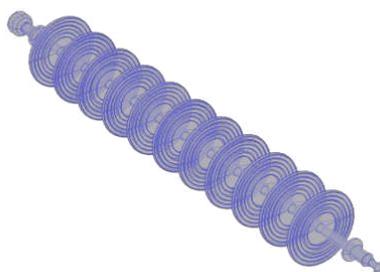
Tabela 1 - Características construtivas dos isoladores poliméricos utilizados.

| Características construtivas | |
|--|-----------|
| Nível de tensão | 138 kV |
| Comprimento | 1340 mm |
| Número de aletas | 11 |
| Distância de escoamento | 2844,8 mm |
| Diâmetro das aletas | 164 mm |
| Comprimento do terminal concha – terra | 100 mm |
| Comprimento do terminal bola - fase | 100 mm |
| Diâmetro do núcleo | 16 mm |

Fonte: autoria própria.

Para a simulação computacional baseada no MEF, o isolador selecionado foi modelado em três dimensões com o auxílio de um *software* de desenho. O desenho do modelo do isolador íntegro é apresentado na Figura 22.

Figura 22 - Desenho do modelo do isolador íntegro de 138 kV.



Fonte: autoria própria.

4.1.4. PROCEDIMENTOS DA SIMULAÇÃO

A plataforma computacional COMSOL Multiphysics® foi empregada de forma a aplicar o MEF no estudo de distribuição de campo elétrico. A especificação dos materiais utilizados na simulação e de seus respectivos parâmetros físicos são expostos na Tabela 2.

Tabela 2 - Materiais e os respectivos parâmetros físicos utilizados na simulação computacional.

| Material | Permissividade Relativa | Condutividade (S/m) |
|--|--------------------------------|----------------------------|
| Revestimento Polimérico ^(A) | 4,3 | 10 ⁻¹⁴ |
| Núcleo ^(A) | 7,2 | 10 ⁻¹⁴ |
| Ferragens Metálicas ^(B) | 10 ⁵ | 10 ⁷ |
| Ar | 1 | 0 |

Fonte: KONE; VOLAT; EZZAIDI, 2017^(A); RAHMAN, 2010^(B).

Dentre os procedimentos da simulação, a definição das condições de contorno é um dos estágios mais importantes. Essas condições são aplicadas com o objetivo de definir o valor das variáveis em determinadas regiões do domínio. Para tanto, a tensão aplicada ao terminal fase foi a tensão de pico da tensão de linha, isto é, de aproximadamente 112,67 kV:

$$V_S = \frac{V_L \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}}, \quad (2)$$

em que: V_L representa a tensão de linha [kV] e V_S a tensão aplicada [kV].

Para a criação da malha, os domínios foram discretizados em elementos triangulares. O refinamento da malha foi realizado nas regiões de interesse.

Com auxílio da função *parametric sweep* do COMSOL, foram variados o diâmetro dos furos, a posição do defeito e a tensão aplicada. Dessa forma, foram simulados dez casos de isoladores com defeitos externos, cujos defeitos simulados foram furos no revestimento polimérico. Os casos a serem simulados são elencados na Tabela 3, em que ϕ [mm] corresponde ao diâmetro do furo realizado e \mathbf{P} [mm] é o posicionamento do furo com relação ao terminal fase.

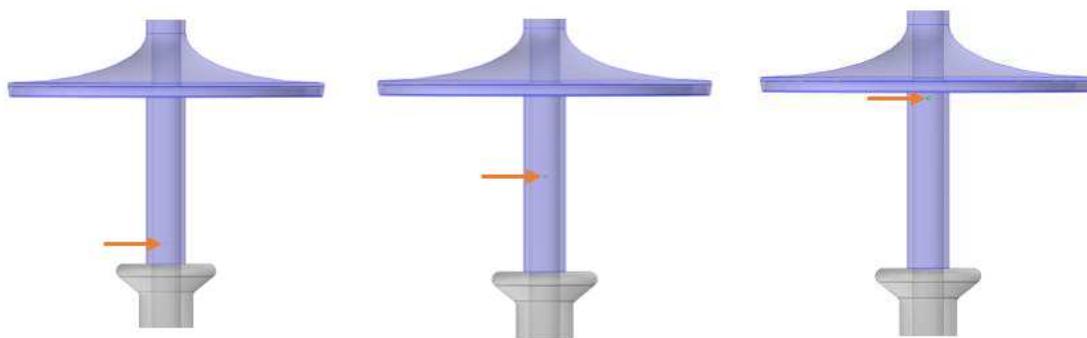
Tabela 3 - Casos de estudo submetidos a simulações computacionais.

| Caso | Isolador | ϕ (mm) | P (mm) |
|------|----------|------------------|------------------|
| 01 | 01 | Isolador íntegro | Isolador íntegro |
| 02 | 02 | 0,4 | 10 |
| 03 | 02 | 1,0 | 10 |
| 04 | 02 | 2,0 | 10 |
| 05 | 03 | 0,4 | 50 |
| 06 | 03 | 1,0 | 50 |
| 07 | 03 | 2,0 | 50 |
| 08 | 04 | 0,4 | 90 |
| 09 | 04 | 1,0 | 90 |
| 10 | 04 | 2,0 | 90 |

Fonte: autoria própria.

Dentre as configurações descritas nos casos acima, três exemplos podem ser observados na Figura 23.

Figura 23- Configurações de furos com diâmetros diferentes e em posições diferentes no isolador de 138 kV.



(a) Caso 2 – Isolador $\phi = 0,4$ mm e P = 10 mm

(b) Caso 6 – Isolador $\phi = 1$ mm e P = 50 mm

(c) Caso 10 – Isolador $\phi = 2$ mm e P = 90 mm

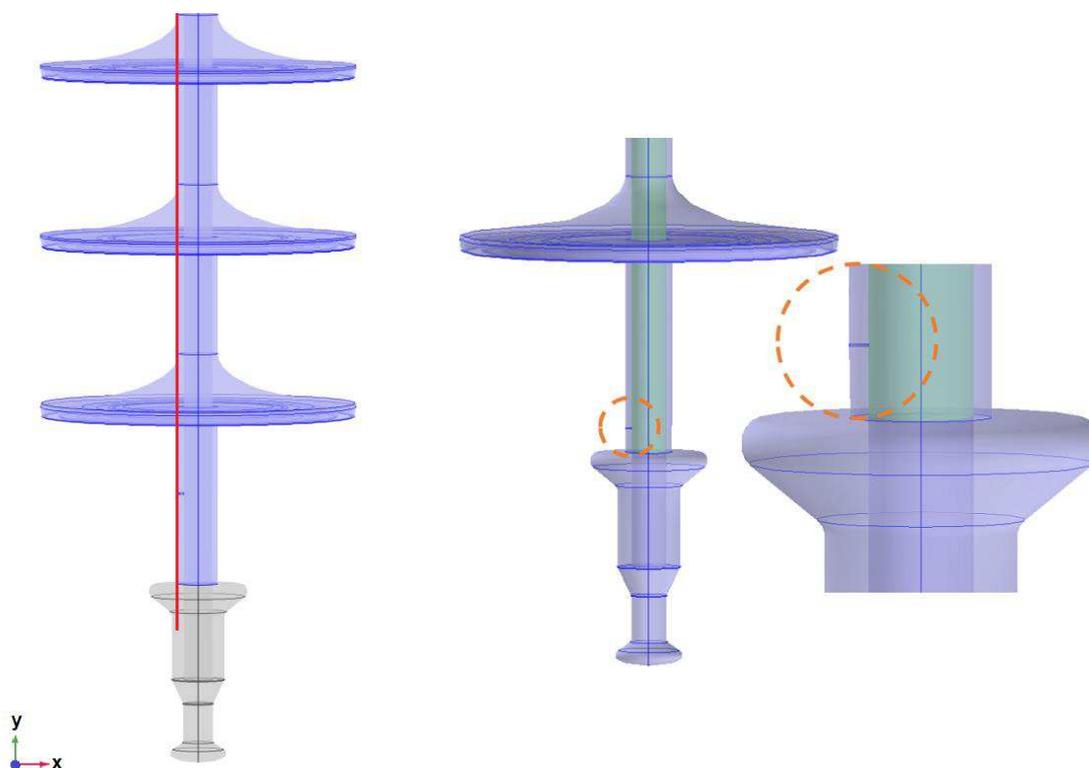
Fonte: autoria própria.

Para cada caso foram submetidas tensões de 90% a 120% da tensão nominal, variando de 5% em 5% (95,61 kV; 91,63 kV; 87,64 kV; 83,66 kV; 79,67 kV; 75,69 kV; 71,71 kV).

Para a análise das simulações, foram elaborados gráficos do campo elétrico ao longo do corpo do isolador, facilitando a visualização de distorções determinadas regiões, como por exemplo as regiões defeituosas.

As curvas do campo elétrico ao longo do corpo do isolador para o caso do isolador íntegro foram obtidas para serem tomadas como referência. Foram traçadas linhas de medição posicionadas longitudinalmente na superfície do isolador, conforme é apresentado na Figura 24. Os furos modelados possuíam profundidade suficiente para atingir a interface entre o revestimento e o núcleo (2 mm), como pode ser observado na Figura 24.

Figura 24 - Linha traçada na superfície do isolador para ser utilizada como base para a medição de campo elétrico e detalhe do furo com profundidade.



Fonte: autoria própria.

A partir dos valores de campo elétrico coletados ao longo das linhas definidas sobre a superfície dos isoladores, foram traçadas curvas para cada nível de tensão aplicado.

Em seguida, as curvas referentes a cada caso de isolador defeituoso, variando posição e diâmetro do furo, foram correlacionadas com as respectivas curvas do isolador íntegro.

Os resultados de cada caso foram, inicialmente, analisados individualmente. A intensidade de campo elétrico foi comparada entre as variações de tamanho e posição em cada caso e para a variação de tensão.

4.1.5. ENSAIOS ELÉTRICOS

Os ensaios elétricos foram utilizados com o propósito de mensurar a variação de temperatura, na presença de determinado tipo de defeito.

Antes da realização dos ensaios elétricos, os isoladores poliméricos foram lavados para que a poluição não influenciasse nos resultados. A lavagem foi realizada com água corrente e uma bucha de superfície não abrasiva. Além disso, para se obter as condições similares às situações simuladas, foram realizados furos de acordo com os casos previamente descritos na Tabela 3. Inicialmente, sucatas de isoladores foram furadas com o objetivo de testar o tamanho, a posição e a profundidade do furo como pode ser ilustrado na Figura 25. Assim como para a simulação, os furos realizados possuíam profundidade suficiente para atingir a interface entre revestimento e núcleo (2 mm). Brocas de aço carbono, fabricadas para perfuração de ferro, com diâmetros de 0,4 mm, 1 mm e 2 mm foram utilizadas a fim de realizar os furos, as quais são apresentadas na Figura 25.

Figura 25 - Brocas de aço para ferro com diâmetros de 0,4 mm; 1 mm e 2 mm e fotografias de furos testes sendo realizados em sucatas de isoladores.



Fonte: autoria própria, 2019.

Na sequência, os isoladores foram designados aos casos a serem ensaiados, conforme as suas condições observadas na inspeção visual (Tabela 3) e após os processos de perfuração e lavagem. Os casos a serem ensaiados foram elencados na Tabela 6.

Os ensaios elétricos foram realizados no Laboratório de Alta Tensão (LAT) da UFCG. O arranjo experimental foi montado, de forma a se obter uma situação semelhante ao que ocorre em campo, com o propósito de avaliar as variações de temperatura.

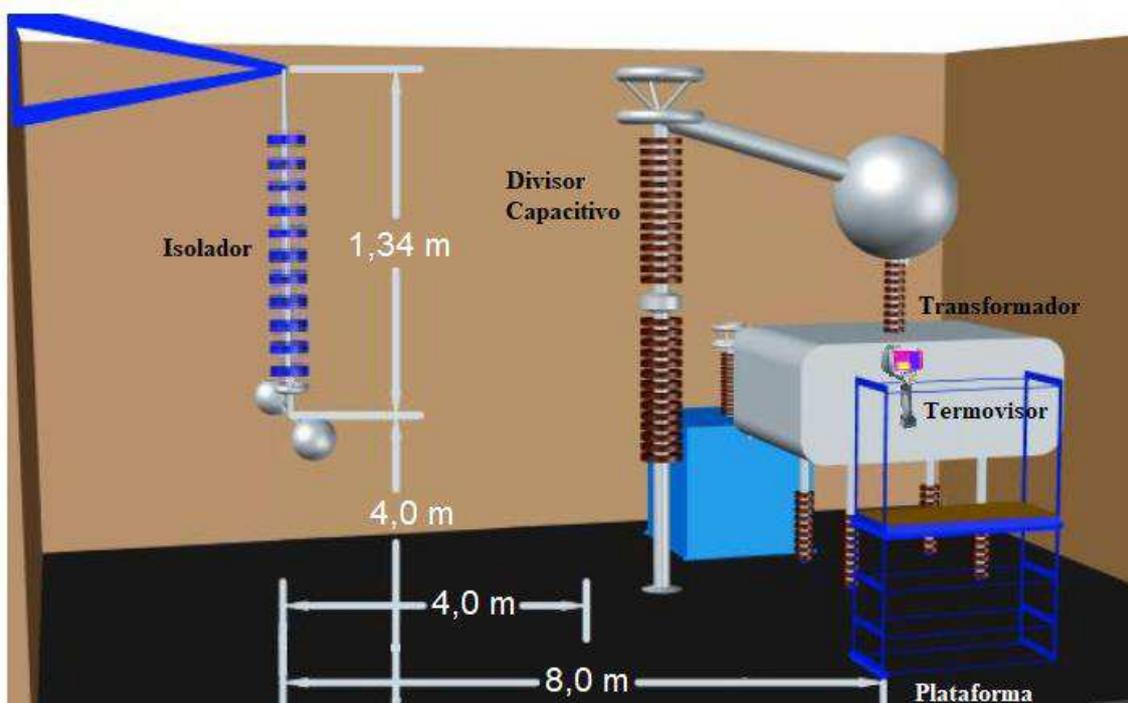
No arranjo experimental, o terminal terra do isolador foi conectado a um isolador de vidro de bloqueio, que também atua como um suporte mecânico para o arranjo. O pino do isolador de vidro foi conectado ao cabo aterrado da cabine de comando.

Ao terminal fase do isolador, foi conectada uma barra metálica de 3 m de comprimento e 4 cm de diâmetro, em cujas extremidades foram acopladas

esferas ocas. Estas esferas apresentam cerca de 15 cm de diâmetro e foram alocadas com o objetivo de reduzir o campo elétrico na região próxima ao terminal fase, além de evitar interferências externas nas medições. Dessa forma, o isolador ficou posicionado a 4,0 m de altura do solo.

O terminal fase do objeto teste foi conectado ao divisor capacitivo por meio de um tubo metálico flexível com 10 cm de diâmetro. Um transformador de 600 kVA e tensão de saída variável de 0 a 600 kV foi utilizado na geração de alta tensão alternada. Uma modelagem da montagem é apresentada na Figura 26 e o arranjo experimental pode ser observado na Figura 27.

Figura 26 - Modelagem do arranjo experimental.



Fonte: Adaptado de RIBEIRO, 2017.

Figura 27 - Fotografias do arranjo experimental.



Fonte: autoria própria.

Durante os ensaios, cada caso foi submetido a tensões de 90% a 120% da tensão nominal variando de 5% em 5% (95,61 kV; 91,63 kV; 87,64 kV; 83,66 kV; 79,67 kV; 75,69 kV; 71,71 kV). A primeira medição de cada caso foi realizada 2 horas após o isolador ser energizado, tempo necessário para se alcançar o equilíbrio térmico. As medições seguintes do mesmo caso foram realizadas após um tempo médio de 50 minutos, considerando que o isolador já estava energizado a mais de 2 horas.

Para a realização das medições, foi utilizado nesta pesquisa o termovisor da FLIR® *Systems P65* foi alocado em uma plataforma fixa a fim de assegurar estabilidade na captura das fotos. A plataforma utilizada com o termovisor pode ser observada na Figura 28.

Figura 28 - Fotografia da plataforma fixa com o termovisor utilizados no arranjo experimental.



Fonte: A autor.

Com o objetivo de obter maior acurácia, antes de cada medição, o termovisor foi configurado de acordo com os parâmetros do objeto teste, e foram consideradas as condições do ambiente de temperatura e umidade:

- distância do objeto: 4 metros;
- emissividade do isolador polimérico: 0,95 (Manual de Termografia *FLIR Systems*, 2006);
- temperatura ambiente: variável entre 26,9°C e 30,5°C;
- umidade: variável entre 43% e 67%.

O termovisor foi, inicialmente, posicionado a 8 metros do objeto. Em seguida, foi observado que as medições seriam mais precisas com o objeto ainda mais próximo do termovisor. Dessa forma, as medições foram realizadas com uma distância de 4 m entre o termovisor e o isolador.

Os resultados dos ensaios elétricos foram obtidos por meio da aquisição e análise das imagens termográficas a fim de extrair as medições de temperatura.

A cada medição, as variáveis de temperatura ambiente e umidade relativa foram atualizadas utilizando um termohigrômetro digital modelo *Mimipa* modelo MT-242, como apresentado na Figura 29.

Figura 29 - Fotografia de um termohigrômetro digital do arranjo experimental.



Fonte: autoria própria.

Para obtenção dos dados, o termovisor permite a criação de pontos de medição posicionados ao longo do isolador, os quais foram marcados principalmente nas regiões que apresentavam defeitos. O objetivo da escolha dos pontos é facilitar a comparação entre as regiões com defeitos e sem defeitos. Foram realizadas várias medições termográficas para cada caso a fim de obter no mínimo um número de 4 amostras termográficas para serem analisadas.

Neste capítulo, foi realizada uma exposição acerca da metodologia idealizada para o cálculo de campo elétrico, por meio de simulações computacionais, e medição de temperatura, por meio de ensaios elétricos, em isoladores poliméricos íntegros e nos quais foram inseridos artificialmente defeitos (furos). No próximo capítulo, os resultados obtidos nesta etapa são apresentados e discutidos.

5. RESULTADOS, ANÁLISES E DISCUSSÕES

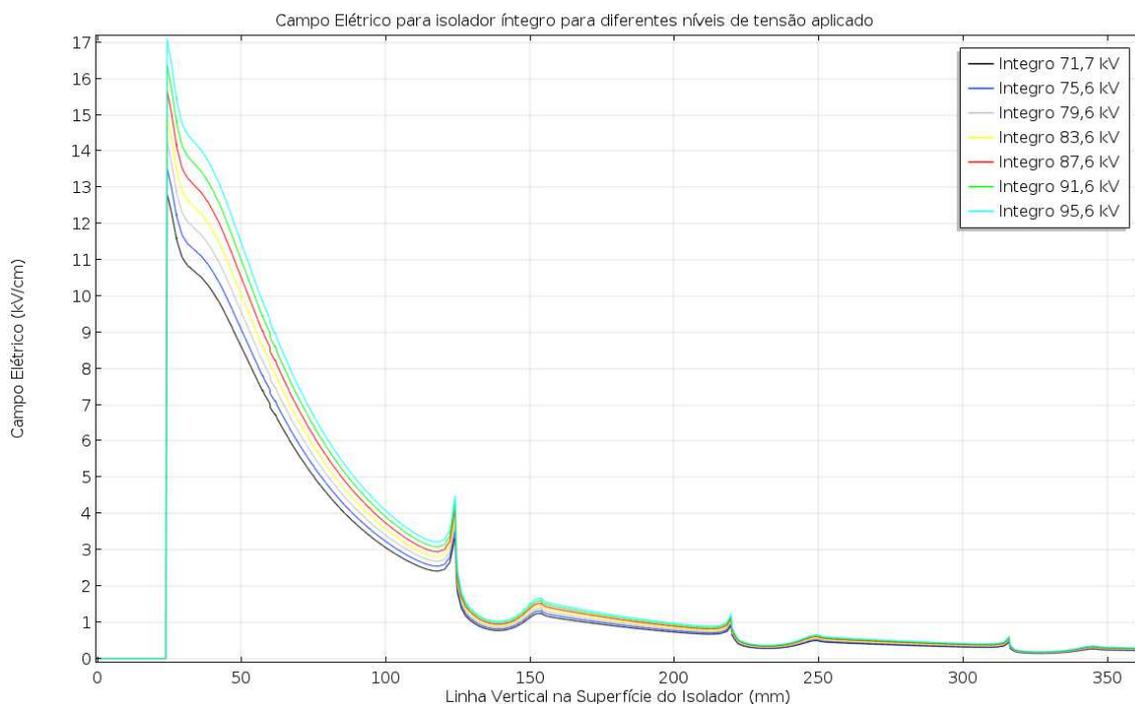
Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações computacionais e dos ensaios elétricos. Inicialmente, foram realizadas simulações de campo elétrico com um isolador de 138 kV. Em seguida, foram realizados ensaios elétricos utilizando inspeção termográfica.

5.1. SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Dentre os objetivos deste trabalho, foi proposta a realização de simulações computacionais visando determinar a intensidade de campo elétrico do isolador polimérico com configurações de defeitos. As primeiras análises obtidas correspondem às distribuições de campo elétrico calculadas sob a linha longitudinal anteriormente representada na Figura 24.

Na Figura 30 pode ser visto o comportamento do campo elétrico do isolador íntegro com relação à variação de tensão. As curvas apresentam o mesmo padrão, contudo pode ser observado em todas as curvas o efeito da presença das aletas (saias).

Figura 30 - Campo elétrico ao longo do isolador íntegro para diferentes níveis de tensão.



Fonte: autoria própria.

5.1.1. FURO A 10 mm DO TERMINAL FASE

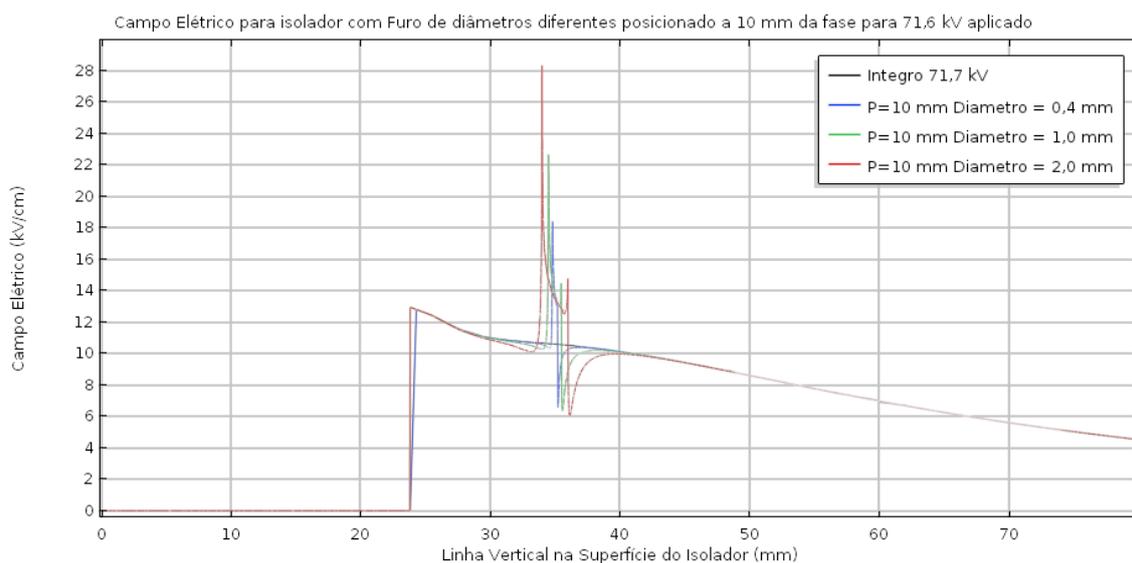
Na Figura 31 pode ser visto o comportamento do campo elétrico do isolador íntegro e os isoladores com as respectivas cavidades, na tensão de 71,6 kV e $P = 10$ mm com relação ao terminal fase. Na Figura 32 pode ser visto um detalhamento das distorções do campo elétrico provocado pela presença das cavidades. A partir dos gráficos, ficou evidenciado que o aumento do diâmetro da cavidade provoca um aumento na intensidade do campo elétrico, com destaque para os picos nas bordas. Optou-se por conduzir a análise partir da maior intensidade de campo elétrico obtida na cavidade. Assim, as maiores intensidades de campo elétrico obtidas são de 18,5 kV/cm ($\phi = 0,4$ mm); 22,5 kV/cm ($\phi = 1,0$ mm) e 28,5 kV/cm ($\phi = 2,0$ mm).

Figura 31 - Campo elétrico ao longo do isolado para as três cavidades localizadas em 10 mm da fase para 71,6 kV.



Fonte: autoria própria.

Figura 32 - Detalhamento no gráfico do campo elétrico ao longo do isolador para as três cavidades localizadas em 10 mm da fase para 71,6 kV.



Fonte: autoria própria.

Para condições atmosféricas padronizadas e em presença de campo elétrico uniforme, o valor limite de campo elétrico para a ocorrência do processo de ionização do ar é 26 kV/cm (COORAY, 2014).

A tensão aplicada de 71,6 kV representa 90% da tensão nominal, e o pico de campo elétrico chega a 28 kV/cm na borda do furo. Em condições

atmosféricas padronizadas e de campo uniforme, este valor já seria capaz de originar ionização localizada. Contudo, considerando que o campo elétrico é altamente não uniforme na região, aumenta-se a probabilidade de bombardeamento do material polimérico pela ação do campo elétrico. Os valores do campo elétrico são altos e capazes de provocar formação de corona ou provocar ruptura elétrica localizada.

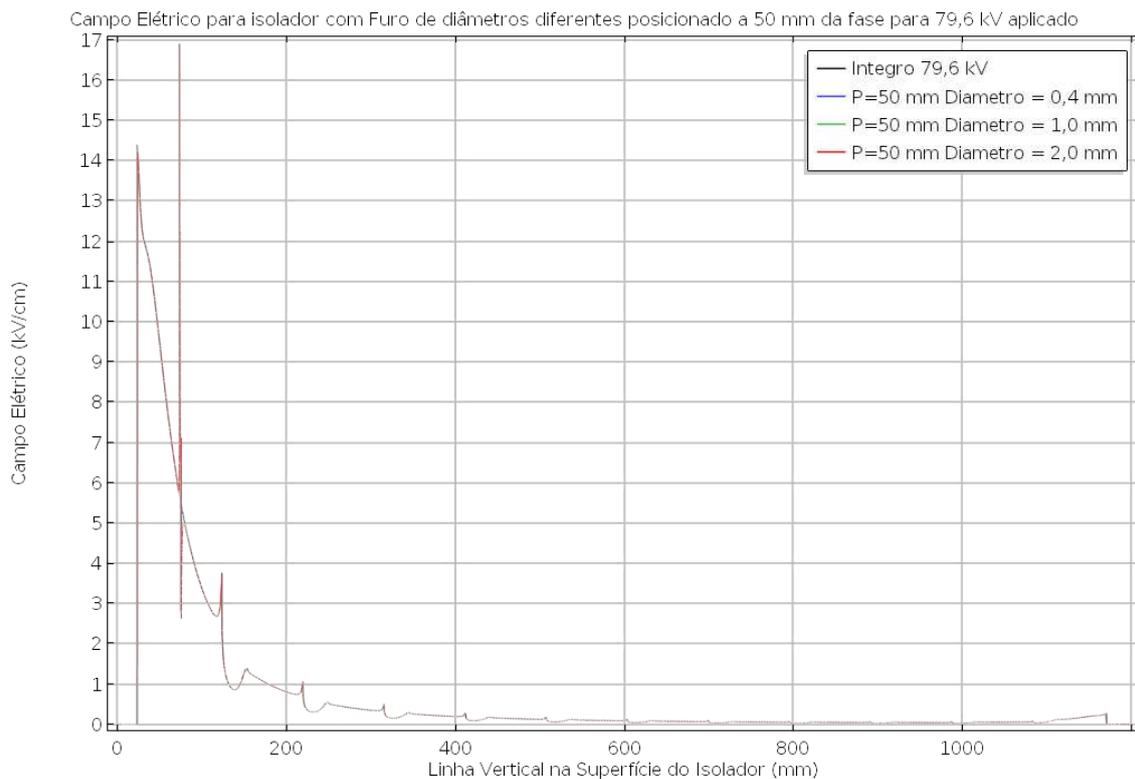
Quando se compara o campo do isolador íntegro com o isolador com cavidades, observa-se que há um crescimento acentuado do valor do campo elétrico na região da cavidade. Para o caso da cavidade de 0,4 mm o aumento foi 7,5 kV/cm (40,54%); 11,5 kV/cm (51,11%) para a cavidade de 1 mm, e 17,5 kV/cm (61,40%) para a de 2 mm.

As curvas obtidas para os demais níveis de tensão aplicados para os furos em $P = 10$ mm, apresentam resultados análogos: o relevo das curvas é similar e a disposição do campo elétrico é proporcional ao aumento de tensão aplicada. A partir da tensão de 71,6 kV aplicada, que representa 90% da tensão nominal, o campo elétrico na cavidade de 2 mm tem intensidade suficiente para provocar a ruptura do meio dielétrico. Para a tensão aplicada de 83,6 kV, 105% da tensão nominal, o campo elétrico na cavidade de 1 mm e 2 mm tem intensidade suficiente para provocar a ruptura do meio dielétrico.

5.1.2. FURO A 50 mm DO TERMINAL FASE

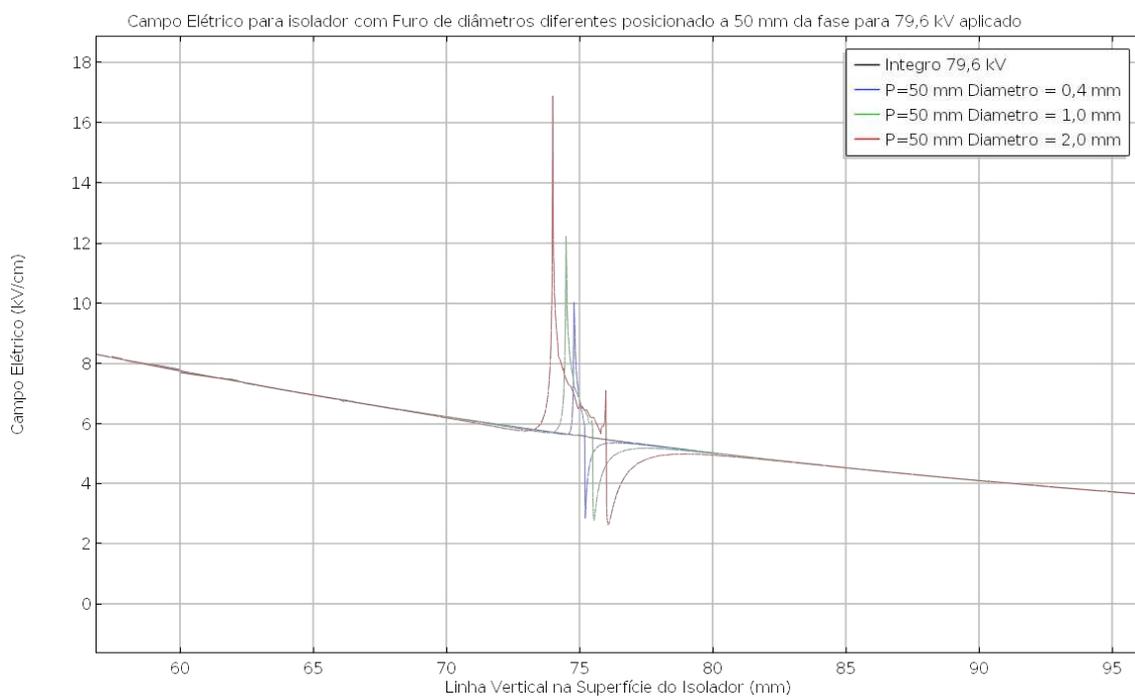
Para os casos do furo em $P = 50$ mm são apresentados os resultados obtidos para a tensão nominal. Na Figura 33 pode ser visto o comportamento do campo elétrico do isolador íntegro e os isoladores com as respectivas cavidades, na tensão de 79,6 kV. Na Figura 34 pode ser visto um detalhamento das distorções do campo elétrico provocado pela presença das cavidades. Conforme foi citado anteriormente, com a análise dos gráficos, ficou evidenciado que o aumento do diâmetro da cavidade provoca um aumento na intensidade do campo elétrico. A análise é feita a partir da maior intensidade de campo elétrico obtida na cavidade. Assim, as maiores intensidades de campo elétrico obtidas são de 10,0 kV/cm ($\phi = 0,4$ mm); 12,25 kV/cm ($\phi = 1,0$ mm) e 17 kV/cm ($\phi = 2,0$ mm).

Figura 33 - Campo elétrico ao longo do isolador para as três cavidades localizadas em 50 mm da fase para 79,6 kV.



Fonte: autoria própria.

Figura 34 - Detalhamento no gráfico do campo elétrico ao longo do isolador para as três cavidades localizadas em 50 mm da fase para 79,6 kV.



Fonte: autoria própria.

Para a tensão nominal aplicada de 79,6 kV, os valores do campo elétrico não são altos a ponto de, pelo critério aqui adotado, provocar descargas localizadas.

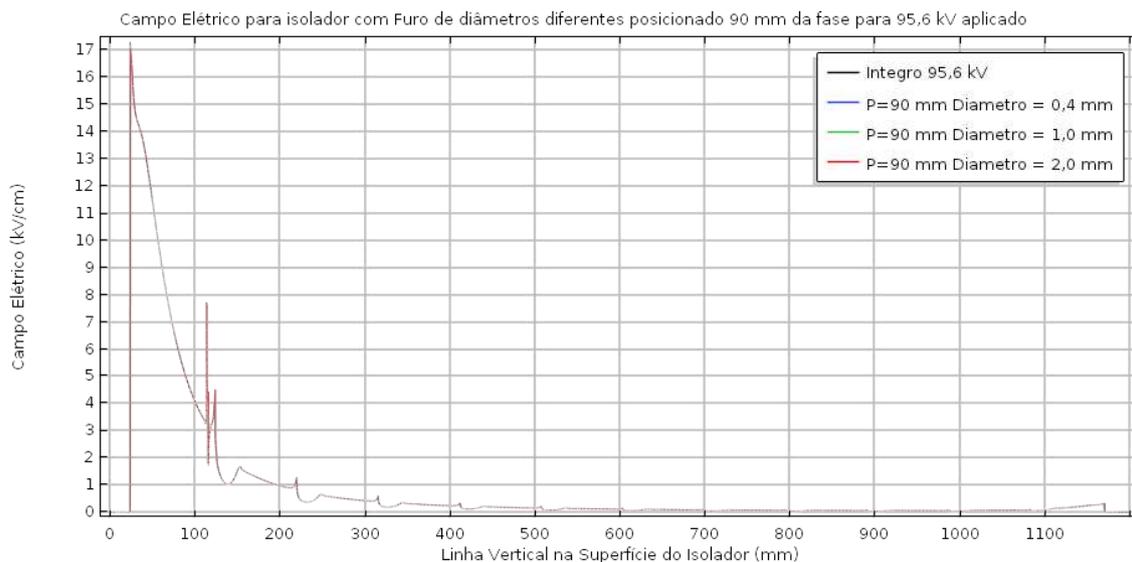
Quando se compara o campo do isolador íntegro com o isolador com cavidades, observa-se que há um crescimento acentuado do valor do campo elétrico na região da cavidade. Para o caso da cavidade de 0,4 mm o aumento foi 4,3 kV/cm (43,0%); 6,55 kV/cm (53,47%) para a cavidade de 1 mm, e 11,25 kV/cm (66,18%) para a de 2 mm.

As curvas obtidas para os demais níveis de tensão aplicados para os furos em $P = 50$ mm, apresentam resultados análogos em que o relevo das curvas é similar e a disposição do campo elétrico é proporcional ao aumento de tensão aplicada. Em nenhum dos casos analisados para $P = 50$ mm, o campo elétrico nas cavidade ($\phi = 0,4$ mm, $\phi = 1,0$ mm e $\phi = 2,0$ mm) não ultrapassa o valor limite de campo elétrico para a ocorrência do processo de ionização do ar.

5.1.3. FURO A 90 mm DO TERMINAL FASE

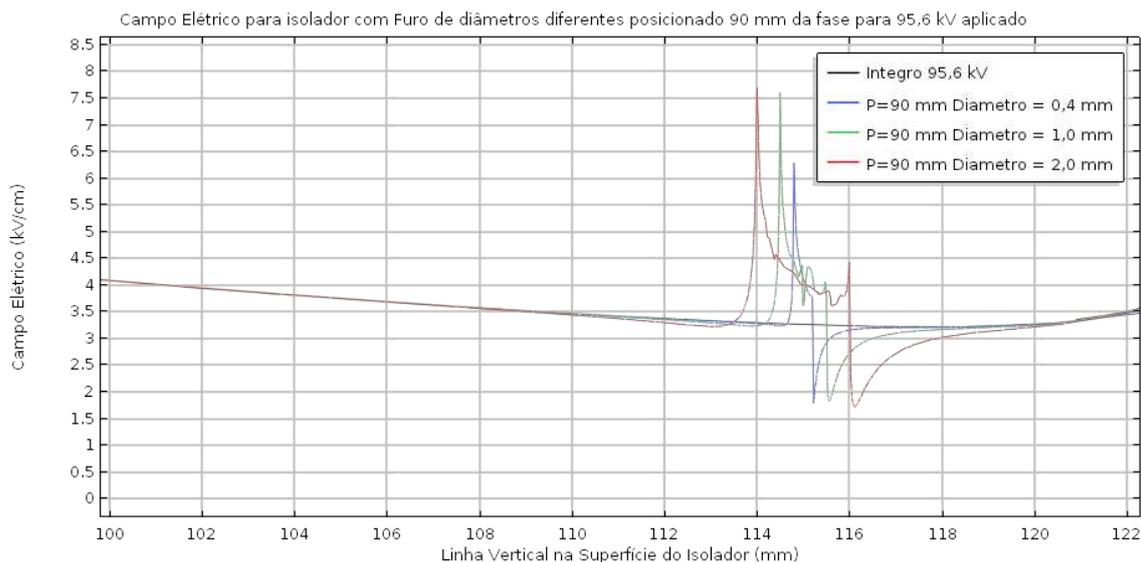
Para os casos do furo em $P = 90$ mm são apresentados resultados obtidos para o maior nível de tensão aplicado, em que os picos de campo elétrico foram maiores. Na Figura 35 pode ser visto o comportamento do campo elétrico do isolador íntegro e os isoladores com as respectivas cavidades, na tensão de 95,6 kV e localização de 90 mm com relação ao terminal fase. Na Figura 36 pode ser visto um detalhamento das distorções do campo elétrico provocado pela presença das cavidades. Conforme foi citado anteriormente, com a análise dos gráficos, ficou evidenciado que o aumento do diâmetro da cavidade provoca um aumento na intensidade do campo elétrico. As maiores intensidades de campo elétrico obtidas são de 6,25 kV/cm ($\phi = 0,4$ mm); 7,6 kV/cm ($\phi = 1,0$ mm) e 7,7 kV/cm ($\phi = 2,0$ mm).

Figura 35 - Campo elétrico ao longo do isolador para as três cavidades localizadas em 90 mm da fase para 95,6 kV.



Fonte: autoria própria.

Figura 36 - Detalhamento no gráfico do campo elétrico ao longo do isolador para as três cavidades localizadas em 90 mm da fase para 95,6 kV.



Fonte: autoria própria.

Como pode ser observado, para a tensão aplicada de 95,6 kV, a qual representa 120% da tensão nominal, os valores do campo elétrico não são capazes de provocar formação de corona ou provocar ruptura elétrica localizada, considerando o critério adotado.

Quando se compara o campo do isolador íntegro com o isolador com cavidades, observa-se que há um crescimento acentuado do valor do campo elétrico na região da cavidade. Para o caso da cavidade de 0,4 mm o aumento foi 3,0 kV/cm (48,0%); 4,35 kV/cm (57,24%) para a cavidade de 1 mm, e 4,4 kV/cm (57,14%) para a de 2 mm.

As curvas obtidas para os demais níveis de tensão aplicados para os furos em $P = 90$ mm, apresentam resultados análogos em que o relevo das curvas é similar e a disposição do campo elétrico é proporcional ao aumento de tensão aplicada. Em nenhum dos casos analisados para $P = 90$ mm, o campo elétrico nas cavidade ($\phi = 0,4$ mm, $\phi = 1,0$ mm e $\phi = 2,0$ mm) não ultrapassa o valor limite de campo elétrico para a ocorrência do processo de ionização do ar.

Na Tabela 4 são apresentados os valores de campo elétrico obtidos por simulação computacional para o isolador íntegro e os demais isoladores. Os valores foram determinados para todos os níveis de tensão aplicados e para localizações específicas no isolador ($D = 10$ mm, 50 mm e 90 mm) com relação ao terminal fase.

Tabela 4 - Valores de campo elétrico obtidos para localizações específicas para diferentes níveis de tensão para isolador íntegro e demais isoladores com cavidades.

| Campo Elétrico (kV/cm) | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|
| Tensão (kV) | P = 10 mm | | | | P = 50 mm | | | | P = 90 mm | | | |
| | $\phi = 0,4$ (mm) | $\phi = 1,0$ (mm) | $\phi = 2,0$ (mm) | Isolador íntegro | $\phi = 0,4$ (mm) | $\phi = 1,0$ (mm) | $\phi = 2,0$ (mm) | Isolador íntegro | $\phi = 0,4$ (mm) | $\phi = 1,0$ (mm) | $\phi = 2,0$ (mm) | Isolador íntegro |
| 71,6 | 18,50 | 22,50 | 28,50 | 10,53 | 9,00 | 11,00 | 15,25 | 5,00 | 4,70 | 5,70 | 5,80 | 2,45 |
| 75,6 | 19,50 | 23,90 | 29,90 | 11,12 | 9,60 | 11,75 | 16,00 | 5,40 | 4,95 | 6,05 | 6,15 | 2,65 |
| 79,6 | 20,50 | 25,25 | 31,90 | 11,70 | 10,00 | 12,25 | 17,00 | 5,70 | 5,30 | 6,40 | 6,45 | 2,75 |
| 83,6 | 21,50 | 26,50 | 33,20 | 12,29 | 10,20 | 12,90 | 17,80 | 5,95 | 5,50 | 6,70 | 6,80 | 2,90 |
| 87,6 | 22,50 | 27,80 | 34,50 | 12,87 | 11,00 | 13,50 | 18,70 | 6,30 | 5,75 | 6,95 | 7,10 | 3,00 |
| 91,6 | 23,50 | 29,00 | 36,20 | 13,46 | 11,65 | 14,05 | 19,50 | 6,50 | 6,00 | 7,30 | 7,40 | 3,15 |
| 95,6 | 24,50 | 30,10 | 37,90 | 14,04 | 12,00 | 14,80 | 20,20 | 6,80 | 6,25 | 7,60 | 7,70 | 3,25 |

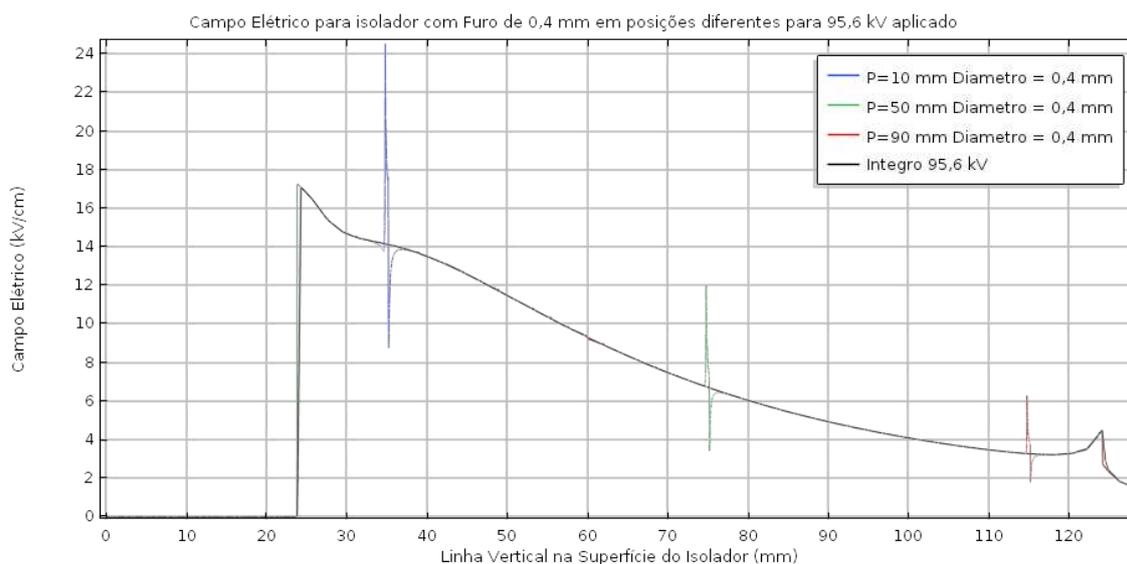
Fonte: autoria própria.

Comparando os resultados com relação aos níveis de tensão, para todos os casos de isoladores com cavidades para as três localizações, conforme o nível de tensão aplicado aumenta os valores dos picos de campo elétrico

também aumentam. Da mesma forma, o mesmo processo ocorre para o caso do isolador íntegro. De fato, estes resultados condizem com o esperado uma vez que a geometria não é alterada e as outras variáveis são mantidas em cada caso.

Nos gráficos apresentados nas Figuras 37, 38 e 39 pode ser visto o comportamento do campo elétrico do isolador íntegro e os isoladores com as respectivas cavidades, no maior nível de tensão aplicado de 95,6 kV. Cada gráfico relaciona os defeitos nas três posições com relação ao terminal fase para um mesmo diâmetro de cavidade.

Figura 37 - Campo elétrico ao longo do isolador com cavidade de 0,4 mm nas três posições para 95,6 kV.



Fonte: autoria própria.

Figura 38 - Campo elétrico ao longo do isolador com cavidade de 1,0 mm nas três posições para 95,6 kV.

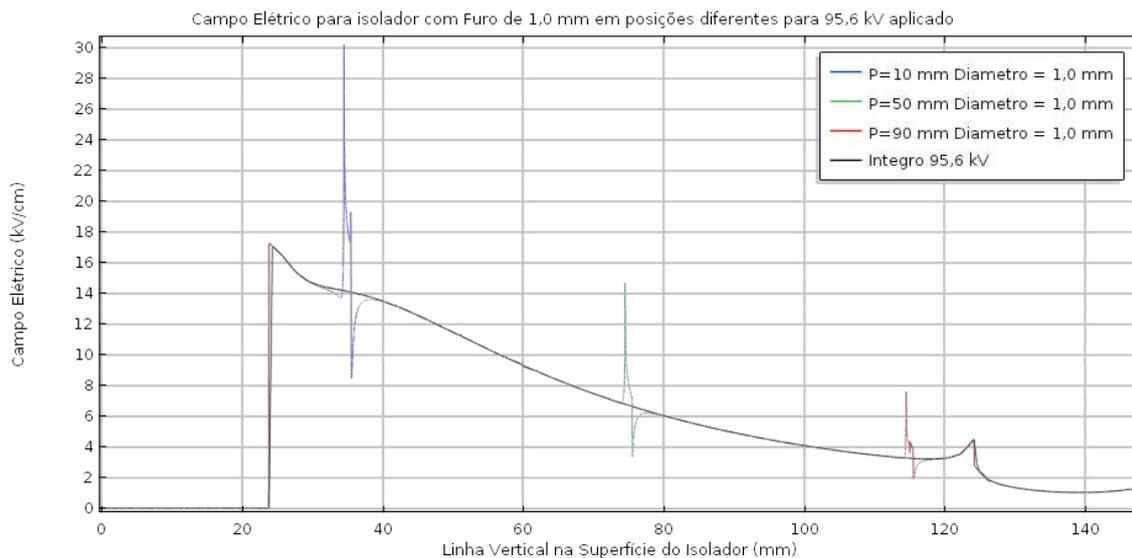
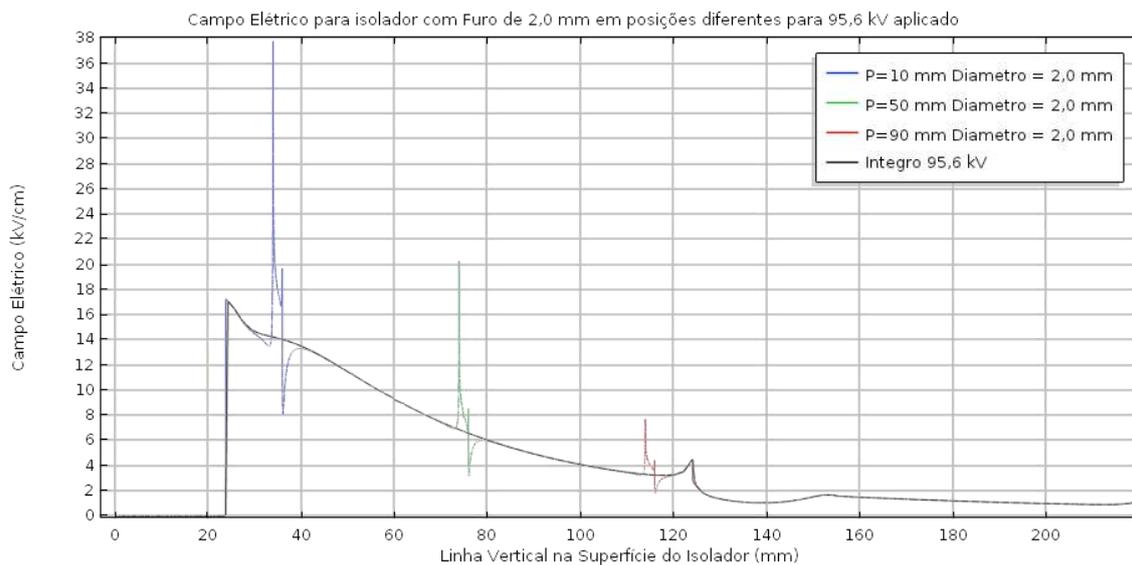


Figura 39 - Campo elétrico ao longo do isolador com cavidade de 2,0 mm nas três posições para 95,6 kV.



Considerando os casos apresentados para um mesmo nível de tensão aplicado, os valores de intensidade de campo elétrico observados são maiores conforme as cavidades estão localizadas mais próximas ao terminal fase. Os resultados mais representativos podem ser analisados para o maior nível de tensão aplicado, em que o pico de campo elétrico é maior. Os resultados para

os demais níveis de tensão apresentam curvas com comportamentos similares. Para as cavidades localizadas em 50 mm e 90 mm em relação ao terminal fase, os valores de intensidade de campo elétrico não são altos o suficiente para provocar formação de corona ou provocar ruptura elétrica localizada, para nenhum nível de tensão dos quais foram aplicados.

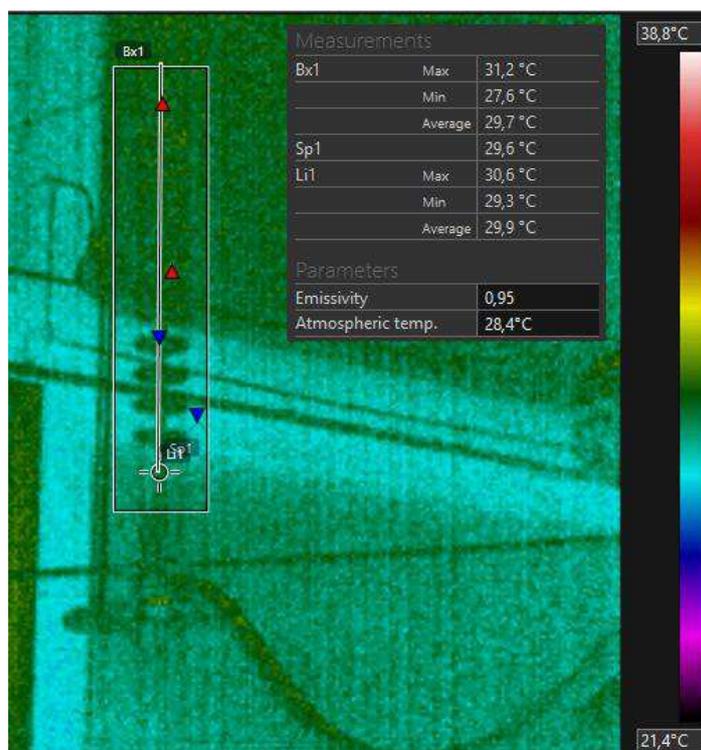
Contudo, quando a cavidade está localizada mais próximo ao terminal fase (10 mm), os valores de intensidade de campo elétrico são altos o suficiente ou estão no limite para provocar formação de corona ou provocar ruptura elétrica localizada, para todos os níveis de tensão dos quais foram aplicados. Para estes casos, o campo elétrico na cavidade de 1 mm e 2 mm tem intensidade suficiente para provocar ionização do ar nas redondezas.

5.2. ENSAIOS ELÉTRICOS

Dentre os objetivos deste trabalho, foi proposto a realização de ensaios elétricos com vistas a analisar o perfil térmico da superfície dos casos de um defeito (furo), variando especificamente o tamanho e a posição no revestimento do núcleo de isoladores poliméricos. Adicionalmente, foi proposto determinar a intensidade de temperatura para cada caso ensaiado. Para tanto, serão apresentados os resultados referentes à inspeção termográfica realizada com o isolador íntegro (referência) e para os isoladores defeituosos.

Na Figura 40 pode ser visto o termograma do isolador íntegro quando aplicada a tensão nominal (79,6 kV). Os níveis de temperatura apresentam o mesmo padrão ao longo do corpo do isolador, mesmo para os pontos mais próximos ao terminal fase. A partir das amostras de imagens termográficas, foi observado que a diferença de temperatura (máxima) do isolador íntegro e a temperatura ambiente não excedeu 2,2°C.

Figura 40 - Imagem termográfica do isolador íntegro para a tensão nominal.



Fonte: autoria própria.

O retângulo Bx1 apresentado na Figura 40 delimita a região do isolador, em que as temperaturas máxima, mínima e média são descritas na tabela da própria figura. O uso do *software* permite obter as temperaturas em pontos ou áreas do isolador, assim, pelo uso da linha Li1 é possível obter as temperaturas ao longo do isolador. A tabela contida na Figura 40, permite observar que a temperatura máxima ao longo do isolador não ultrapassou 30,6°C.

Na Tabela 5 são elencados a média dos valores de temperatura medidos experimentalmente e as respectivas temperaturas ambiente, com base nas imagens termográficas de todos os níveis de tensão aplicados, para localizações específicas no isolador ($D = 10$ mm, 50 mm e 90 mm) com relação ao terminal fase.

Tabela 5 - Valores de temperatura medidos em localizações específicas para diferentes níveis de tensão para isolador íntegro.

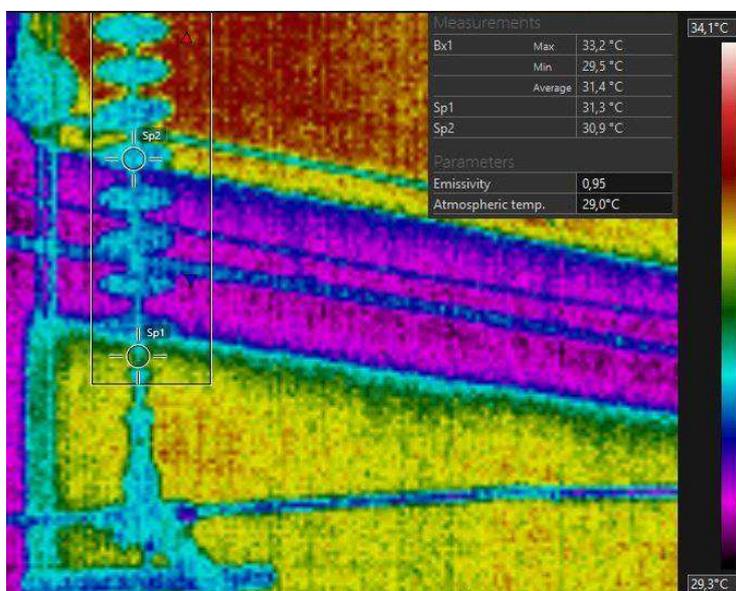
| Tensão (kV) | Temperatura Ambiente (°C) | D = 10 mm | | D = 50 mm | | D = 90 mm | |
|-------------|---------------------------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|
| | | TSp1(°C) | TSp2(°C) | TSp1(°C) | TSp2(°C) | TSp1(°C) | TSp2(°C) |
| 71,6 | 27,6 | 29,8 | 29,6 | 29,6 | 29,6 | 29,7 | 29,6 |
| 75,6 | 28,0 | 30,0 | 29,8 | 29,8 | 29,7 | 29,8 | 29,8 |
| 79,6 | 28,4 | 29,8 | 29,6 | 29,8 | 29,5 | 29,6 | 29,6 |
| 83,6 | 27,0 | 29,1 | 28,3 | 28,3 | 28,3 | 28,3 | 28,3 |
| 87,6 | 27,0 | 28,9 | 28,0 | 28,2 | 28,0 | 28,1 | 28,0 |
| 91,6 | 27,0 | 28,7 | 27,3 | 28,6 | 27,3 | 28,4 | 28,0 |
| 95,6 | 27,1 | 29,3 | 28,1 | 29,9 | 28,1 | 28,6 | 28,1 |

Fonte: autoria própria.

Medições foram realizadas em pontos específicos, onde supostamente os defeitos seriam artificialmente inseridos nos demais isoladores, ponto Sp1, e em outro ponto ao longo do isolador, Sp2. A variação de temperatura foi calculada utilizando estes pontos, os quais podem ser tomados para efeitos comparativos considerando as mesmas condições ambientais e de ensaio.

Da mesma forma, são apresentados os resultados termográficos para os casos de isoladores defeituosos na tensão nominal de 79,6 kV. Na Figura 41 é apresentado uma das amostras de imagem termográfica quando aplicada a tensão nominal (79,6 kV) para um isolador com cavidade de 2,0 mm, localizado a 10 mm do terminal fase.

Figura 41 - Imagem termográfica do isolador com cavidade de 2,0 mm de diâmetro localizada a 10 mm do terminal fase para a tensão nominal.



Fonte: autoria própria.

O ponto Sp1 corresponde a uma temperatura na área correspondente à cavidade do isolador. O ponto de medição Sp2 foi escolhido para representar a temperatura predominante no equipamento. As temperaturas ambiente, em Sp1 e em Sp2 podem ser observadas na tabela contida na figura e são 29,0°C, 31,3°C e 30,9°C, respectivamente. As diferenças entre as temperaturas em Sp1 e Sp2 para a temperatura ambiente são de 2,3°C e 1,9°C, respectivamente. Quando são comparadas as temperaturas em Sp1 (cavidade) e Sp2 (corpo do isolador) é observado um aumento de temperatura de 0,4°C.

Na Tabela 6 são mostradas a média das temperaturas medidas nas amostras de termografias nas cavidades de 0,4 mm, 1 mm e 2 mm localizadas a 10 mm do terminal fase e as respectivas temperaturas ambiente para a tensão de referência nominal 79,6 kV aplicada. A variação ΔT entre as temperaturas medidas nas cavidades com relação a outro ponto no mesmo isolador também é apresentada.

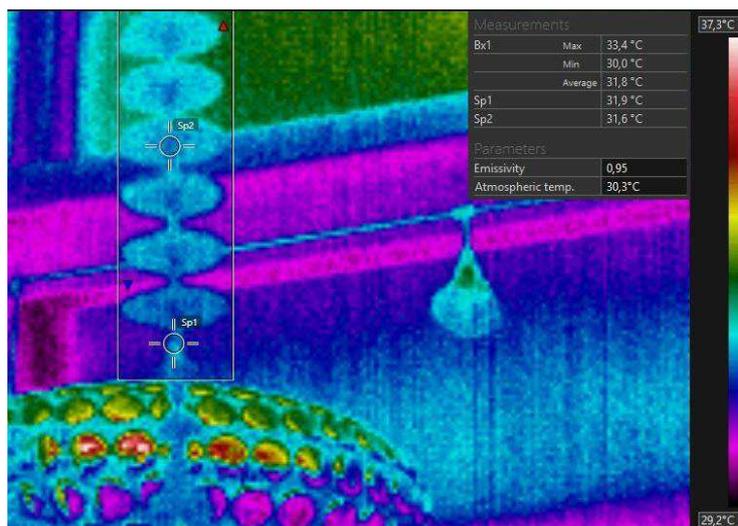
Tabela 6 - Valores de temperatura medidos para o isolador 2 com furos nos três diâmetros localizados a 10 mm da fase para a tensão nominal.

| ϕ (diâmetro da cavidade) | Temperatura ambiente (°C) | TSp1(°C) | TSp2 (°C) | ΔT (°C) |
|-------------------------------|---------------------------|----------|-----------|-----------------|
| 0,4 | 26,60 | 28,22 | 27,30 | 0,92 |
| 1,0 | 28,40 | 30,49 | 30,32 | 0,17 |
| 2,0 | 29,00 | 31,17 | 30,80 | 0,37 |

Fonte: autoria própria.

Na Figura 42 é apresentado o termograma do isolador quando aplicada a tensão nominal (79,6 kV) para um isolador com cavidade de 1,0 mm, localizado a 50 mm do terminal fase.

Figura 42 - Imagem termográfica do isolador com cavidade de 1,0 mm de diâmetro localizada a 50 mm do terminal fase para a tensão nominal.



Fonte: autoria própria.

As temperaturas ambiente, em Sp1 e em Sp2 podem ser observadas na tabela contida na figura e são 30,3°C, 31,9°C e 31,6°C, respectivamente. As diferenças entre as temperaturas em Sp1 e Sp2 para a temperatura ambiente são de 1,6°C e 1,3°C, respectivamente. Quando são comparadas as temperaturas em Sp1 (cavidade) e Sp2 (corpo do isolador) é observado um aumento de temperatura de 0,3°C.

Na Tabela 7 são mostradas a média das temperaturas medidas nas termografias nas cavidades de 0,4 mm, 1 mm e 2 mm localizadas a 50 mm do terminal fase e as respectivas temperaturas ambiente para a tensão de referência nominal 79,6 kV aplicada. A variação ΔT entre as temperaturas medidas nas cavidades com relação a outro ponto no mesmo isolador também é apresentada.

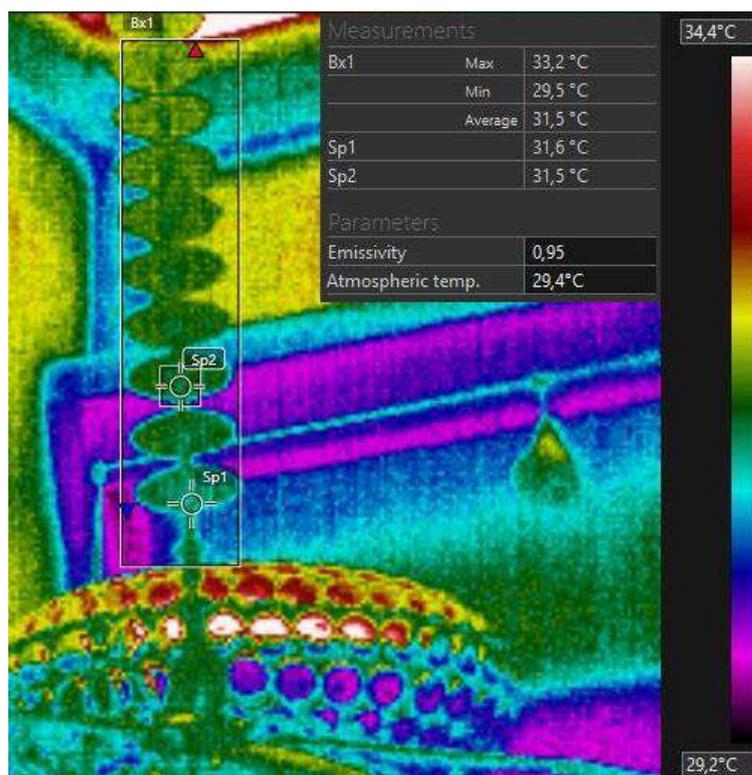
Tabela 7 - Valores de temperatura medidos para o isolador 3 com furos nos três diâmetros localizados a 50 mm da fase para a tensão nominal.

| ϕ (diâmetro da cavidade) | Temperatura ambiente (°C) | TSp1 (°C) | TSp2 (°C) | ΔT (°C) |
|-------------------------------|---------------------------|-----------|-----------|-----------------|
| 0,4 | 34,90 | 30,80 | 30,30 | 0,50 |
| 1,0 | 30,30 | 31,88 | 31,65 | 0,23 |
| 2,0 | 27,00 | 28,86 | 28,22 | 0,64 |

Fonte: autoria própria.

Na Figura 43 é apresentado o termograma do isolador quando aplicada a tensão nominal (79,6 kV) para um isolador com cavidade de 1,0 mm, localizado a 90 mm do terminal fase.

Figura 43 - Imagem termográfica do isolador com cavidade de 1,0 mm de diâmetro localizada a 90 mm do terminal fase para a tensão nominal.



Fonte: autoria própria.

As temperaturas ambiente, em Sp1 e em Sp2 podem ser observadas na tabela contida na figura e são 29,4°C, 31,6°C e 31,5°C, respectivamente. As diferenças entre as temperaturas em Sp1 e Sp2 para a temperatura ambiente são de 2,2°C e 2,1°C, respectivamente. Quando são comparadas as temperaturas em Sp1 (cavidade) e Sp2 (corpo do isolador) é observado um aumento de temperatura de 0,1°C.

Na Tabela 8 são mostradas a média das temperaturas medidas nas termografias nas cavidades de 0,4 mm, 1 mm e 2 mm localizadas a 90 mm do terminal fase e as respectivas temperaturas ambiente para a tensão de referência nominal 79,6 kV aplicada. A variação ΔT entre as temperaturas medidas nas cavidades com relação a outro ponto no mesmo isolador também é apresentada.

Tabela 8 - Valores de temperatura medidos para o isolador 4 com furos nos três diâmetros localizados a 90 mm da fase para a tensão nominal.

| ϕ (diâmetro da cavidade) | Temperatura ambiente (°C) | TSp1 (°C) | TSp2 (°C) | ΔT (°C) |
|-------------------------------|---------------------------|-----------|-----------|-----------------|
| 0,4 | 28,60 | 30,95 | 30,75 | 0,20 |
| 1,0 | 29,40 | 31,59 | 31,47 | 0,12 |
| 2,0 | 31,17 | 29,04 | 28,77 | 0,27 |

Fonte: autoria própria.

Na Tabela 9 são agrupados os valores de temperatura medidos experimentalmente para todos os casos, do isolador íntegro e os demais isoladores. Os valores foram determinados para todos os níveis de tensão aplicados e para localizações específicas no isolador ($D = 10$ mm, 50 mm e 90 mm) com relação ao terminal fase.

Tabela 9 - Valores de temperatura medidos para localizações específicas para diferentes níveis de tensão para isolador íntegro e demais isoladores com cavidades.

| Temperatura (°C) | | | | | | | | | | | | |
|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|
| Tensão (kV) | P = 10 mm | | | | P = 50 mm | | | | P = 90 mm | | | |
| | $\phi = 0,4$ (mm) | $\phi = 1,0$ (mm) | $\phi = 2,0$ (mm) | Isolador íntegro | $\phi = 0,4$ (mm) | $\phi = 1,0$ (mm) | $\phi = 2,0$ (mm) | Isolador íntegro | $\phi = 0,4$ (mm) | $\phi = 1,0$ (mm) | $\phi = 2,0$ (mm) | Isolador íntegro |
| 71,6 | 30,11 | 30,40 | 30,49 | 29,6 | 29,90 | 31,50 | 28,98 | 29,2 | 30,14 | 31,88 | 32,67 | 29,7 |
| 75,6 | 29,30 | 30,74 | 31,08 | 30,0 | 29,89 | 31,99 | 28,34 | 30,1 | 30,57 | 31,76 | 32,85 | 29,9 |
| 79,6 | 28,22 | 30,49 | 31,17 | 29,5 | 30,80 | 31,88 | 28,86 | 29,2 | 30,95 | 31,59 | 29,04 | 29,5 |
| 83,6 | 28,25 | 30,79 | 31,65 | 28,8 | 31,30 | 31,95 | 29,05 | 28,4 | 30,82 | 31,72 | 29,18 | 28,5 |
| 87,6 | 29,06 | 30,78 | 31,60 | 28,3 | 30,54 | 31,46 | 29,22 | 28,5 | 30,91 | 31,19 | 29,48 | 28,3 |
| 91,6 | 29,56 | 29,97 | 31,54 | 27,7 | 30,62 | 30,73 | 29,76 | 28,4 | 31,08 | 30,74 | 29,94 | 28,1 |
| 95,6 | 30,09 | 29,86 | 30,04 | 28,6 | 30,53 | 30,10 | 29,78 | 28,9 | 30,42 | 30,11 | 30,22 | 28,6 |

Fonte: autoria própria.

Como pode ser observado na Tabela 9, os maiores valores de temperatura medidos para a localização de 10 mm da fase são para a maior cavidade de 2 mm, com exceção do nível de tensão 95,6 kV em que a maior temperatura foi medida para a cavidade de 0,4 mm (30,09°C). No entanto, esta diferença entre as medições para 2 mm (30,04°C) e 0,4 mm é bem pequena (0,05°C), sendo inferior à sensibilidade térmica do aparelho termovisor usado (0,08°C).

Nos casos para a localização de 50 mm da fase, os maiores valores de temperatura medidos são para a cavidade de 1 mm, com exceção do nível de tensão 95,6 kV em que a maior temperatura foi medida para a cavidade de 0,4 mm (30,53°C). A diferença entre as medições para 1 mm (30,10°C) e 0,4 mm é bem pequena (0,43°C).

Nos casos para a localização de 90 mm da fase, os maiores valores de temperatura medidos variaram entre as três cavidades dependendo do nível de

tensão. A maior temperatura medida foi de 32,85°C para a cavidade de 2 mm e nível de tensão de 75,6 kV.

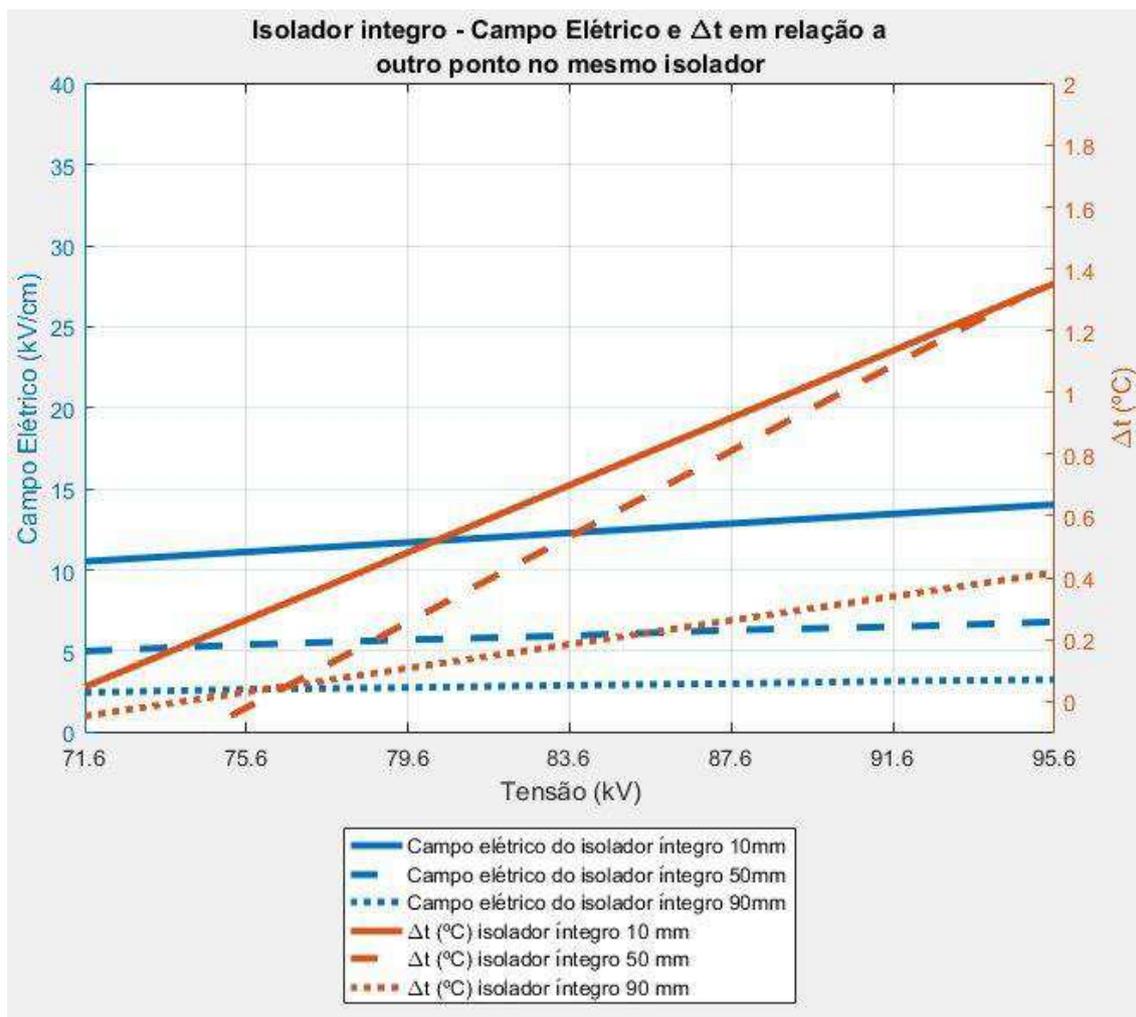
De posse dos resultados das simulações computacionais e dos ensaios elétricos, é possível correlacionar os dados referentes a campo elétrico e temperatura, apresentados nas Tabela 4 e 9 respectivamente. Os resultados são apresentados em formas de gráficos, ilustrados nas Figuras 44, 45, 46 e 47.

Nestes gráficos são apresentadas 4 curvas de campo elétrico e 4 curvas de variação de temperatura. No primeiro gráfico, a curva “ Δt isolador íntegro” corresponde à variação de temperatura entre a medição localizada em um determinado posicionamento junto ao terminal fase (analogamente a Sp1) e a medição em outro ponto no mesmo isolador (analogamente a Sp2). Nos demais gráficos, as curvas “ Δt ” representam a variação de temperatura entre a medição localizada no defeito (Sp1) e a medição em outro ponto no mesmo isolador (Sp2), para cada caso de furo ($\phi = 0,4$ mm, $\phi = 1,0$ mm, $\phi = 2,0$ mm) variando a posição ($P = 10$ mm, $P = 50$ mm e $P = 90$ mm). Dessa forma, o efeito da temperatura ambiente sobre as medições é minimizado.

Uma análise estatística foi realizada considerando as amostras termográficas coletadas. Assim, curvas de tendência foram traçadas considerando a variação de temperatura entre o ponto localizado no defeito e outro ponto ao longo do isolador. As curvas de tendência foram relacionadas com as curvas de campo elétrico, para que fosse analisada uma possível correlação.

Na Figura 44, é apresentado um gráfico da variável tensão aplicada em função de dois eixos verticais (campo elétrico e variação de temperatura) para o isolador íntegro localizados em $P = 10$ mm, $P = 50$ mm e $P = 90$ mm.

Figura 44 - Gráfico da tensão aplicada em função do campo elétrico e da variação de temperatura para o isolador íntegro para P = 10 mm, 50 mm e 90 mm.



Fonte: autoria própria.

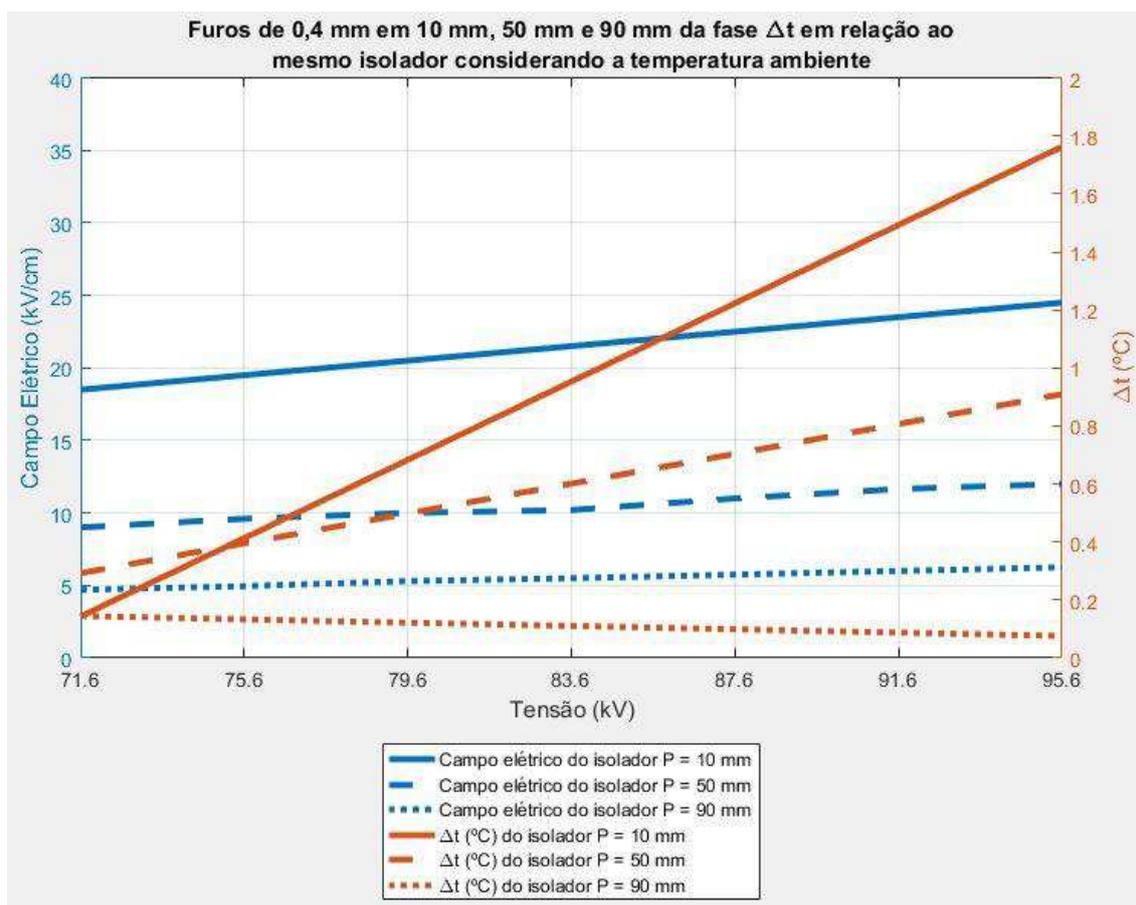
A curva do campo elétrico do isolador íntegro e a curva de tendência de variação de temperatura para $P = 10$ mm apresentam um comportamento crescente com o aumento da tensão aplicada. A curva do campo elétrico do isolador íntegro e a curva de tendência de variação de temperatura para $P = 50$ mm quando comparadas também apresentam um comportamento crescente. Da mesma forma, a curva do campo elétrico e a curva de tendência de variação de temperatura para $P = 90$ mm também aumentam com o nível de tensão aplicado.

Como observado na Figura 44, as curvas de campo elétrico e de variação de temperatura para o isolador íntegro apresentam uma tendência de crescimento. Na Figura 44, também é observado que as curvas de campo

elétrico decrescem conforme o ponto de medição se afasta do terminal fase, o mesmo comportamento é observado para as curvas de variação de temperatura.

Na Figura 45, é apresentado um gráfico da tensão aplicada em função de dois eixos verticais (campo elétrico e variação de temperatura) para o isolador com furo de diâmetro de 0,4 mm quando localizados em $P = 10$ mm, $P = 50$ mm e $P = 90$ mm.

Figura 45 - Gráfico da tensão aplicada em função do campo elétrico e da variação de temperatura para o isolador com furo de 0,4 mm para $P = 10$ mm, 50 mm e 90 mm.



Fonte: autoria própria.

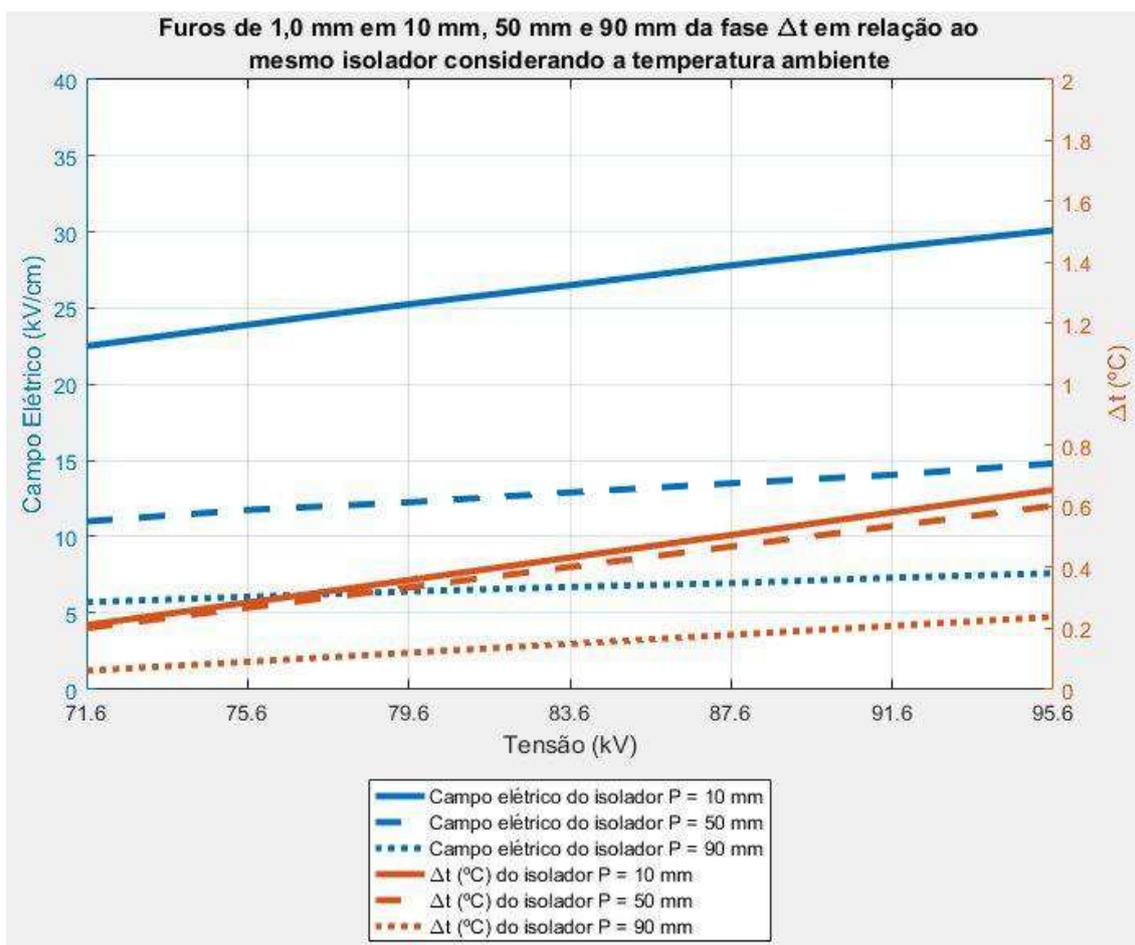
Na Figura 45, pode ser observado que tanto as curvas de campo elétrico como as curvas de tendência de variação de temperatura apresentam um acréscimo nos valores quando comparadas com o gráfico da Figura 44.

A curva do campo elétrico do isolador com furo de 0,4 mm de diâmetro e a curva de tendência de variação de temperatura para $P = 10$ mm apresentam um comportamento crescente com o aumento da tensão aplicada. Um comportamento crescente também foi obtido para os casos em que $P = 10$ mm e $P = 90$ mm.

Como observado na Figura 45, as curvas de campo elétrico e de variação de temperatura para o isolador com furo de 0,4 mm de diâmetro apresentam uma tendência de crescimento.

Na Figura 46, é apresentado um gráfico da tensão aplicada em função de dois eixos verticais (campo elétrico e variação de temperatura) para o isolador com furo de diâmetro de 1,0 mm quando localizados em $P = 10$ mm, $P = 50$ mm e $P = 90$ mm.

Figura 46 - Gráfico da tensão aplicada em função do campo elétrico e da variação de temperatura para o isolador com furo de 1,0 mm para $P = 10$ mm, 50 mm e 90 mm.



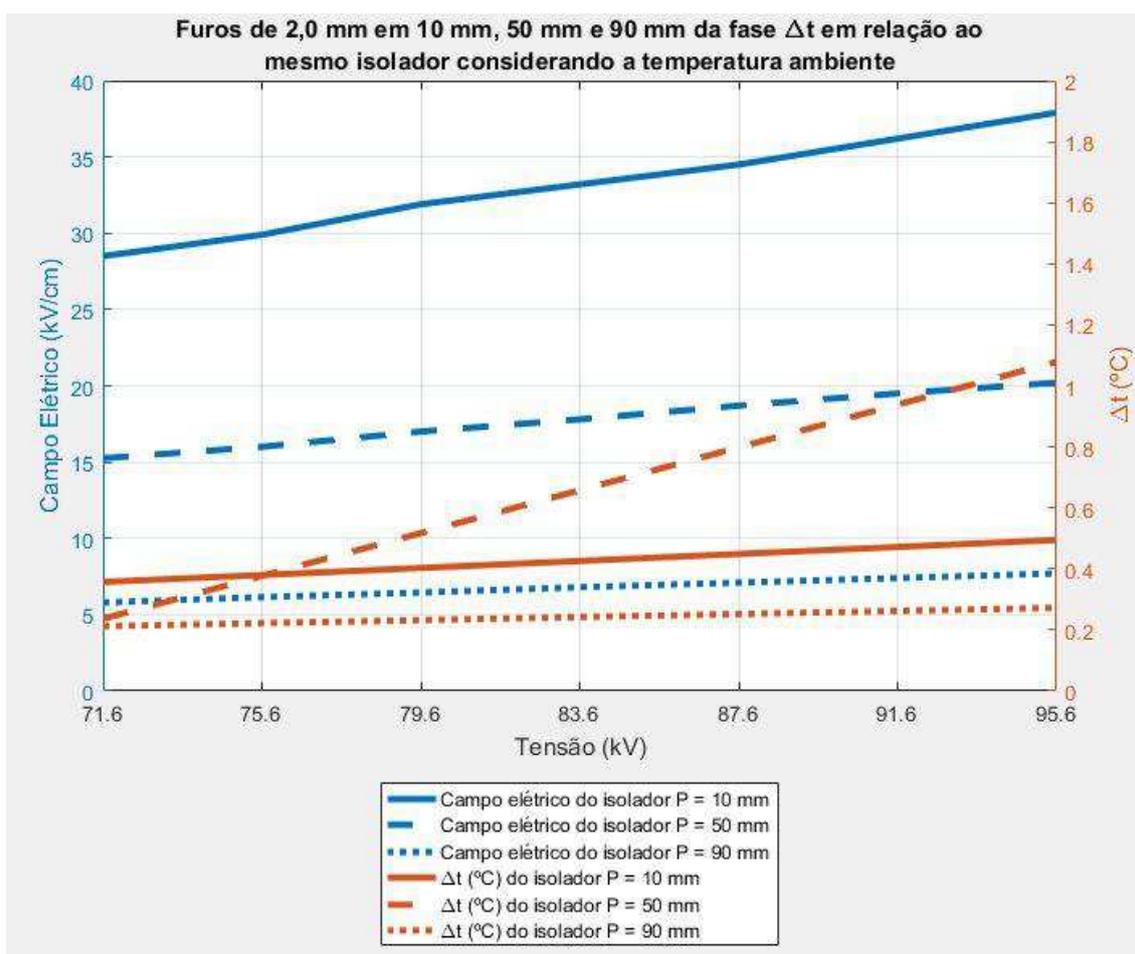
Fonte: autoria própria.

Na Figura 46, pode ser observado que a curva do campo elétrico do isolador com furo de 0,4 mm de diâmetro e a curva de tendência de variação de temperatura para $P = 10$ mm apresentam um comportamento crescente com o aumento da tensão aplicada. Analogamente, o mesmo comportamento crescente também foi obtido para os casos em que $P = 10$ mm e $P = 90$ mm.

Como observado na Figura 46, os valores das curvas de campo elétrico e de variação de temperatura para o isolador com furo de 1,0 mm de diâmetro apresentam decrescem conforme o furo está localizado mais distante do terminal fase.

Na Figura 47, é apresentado um gráfico da tensão aplicada em função de dois eixos verticais (campo elétrico e variação de temperatura) para o isolador com furo de diâmetro de 2,0 mm quando localizados em $P = 10$ mm, $P = 50$ mm e $P = 90$ mm.

Figura 47 - Gráfico da tensão aplicada em função do campo elétrico e da variação de temperatura para o isolador com furo de 0, 4 mm para $P = 10$ mm, 50 mm e 90 mm.



Fonte: autoria própria.

Na Figura 47, pode ser observado que a curva do campo elétrico do isolador com furo de 2,0 mm de diâmetro e a curva de tendência de variação de temperatura para $P = 10$ mm apresentam um comportamento crescente com o aumento da tensão aplicada. Um comportamento crescente também foi obtido para os casos em que $P = 10$ mm e $P = 90$ mm.

Comparando todas as curvas apresentadas na Figura 47, as curvas de campo elétrico e de variação de temperatura para o isolador com furo de 2,0 mm de diâmetro apresentam uma tendência de crescimento.

Quando comparado o comportamento das curvas de variação de temperatura com relação ao diâmetro dos furos também foi observado uma tendência de crescimento, mas que não se repete em todos os casos.

Com base nos resultados obtidos pela análise estatística, observa-se uma tendência correspondente entre o comportamento do campo elétrico e da variação de temperatura dos isoladores analisados. Por outro lado, quando comparado os resultados com relação às variações de tensão aplicada, posição e diâmetro dos furos, percebe-se não é possível estabelecer uma correlação direta que se aplique a todos os casos.

Estes resultados apontam para uma investigação mais aprofundada e deixam clara a complexidade envolvida no fenômeno. Também não podem ser descartadas falhas no procedimento experimental, como por exemplo a adoção de um intervalo de tempo pequeno (cerca de 40 minutos) entre duas medições consecutivas de temperatura. A influência da temperatura ambiente também pode ser considerada nos resultados, dado que os ensaios duravam várias horas, durante as quais a temperatura ambiente variava.

5.3. DISCUSSÕES DOS RESULTADOS

A falta de critérios objetivos e qualitativos relacionados à inspeção visual de isoladores poliméricos defeituosos, em operação, acarreta diagnósticos imprecisos e não confiáveis com relação ao desempenho e tempo de vida útil do isolador.

Posto isto, este trabalho relata a associação de duas metodologias de monitoramento no sentido do aprimoramento da inspeção de isoladores poliméricos defeituosos, em operação com base na medição de temperatura associada ao cálculo de campo elétrico. Para tanto, isoladores poliméricos de 138 kV íntegros e com defeitos externos foram investigados por meio de simulações computacionais de cálculo de campo elétrico e ensaios elétricos com inspeção termográfica.

Os resultados das simulações computacionais apontam que a variação da posição e diâmetro do furo impacta na distorção do campo elétrico nas seguintes condições:

- A presença de uma cavidade no revestimento do núcleo ocasiona distorções na distribuição do campo elétrico do isolador quando comparado a um isolador íntegro;
- As cavidades localizadas mais próximas ao terminal fase apresentam picos de campo elétrico maiores quando comparado a cavidades em outras posições;
- As cavidades com maior diâmetro provocam um aumento maior na distorção do campo elétrico, os picos de campo elétrico são maiores quando comparado a cavidades menores;
- Os picos de campo elétrico sempre se localizam nas bordas dos furos, devido às arestas formadas;
- Como suposto, as cavidades no revestimento do núcleo apresentam picos de campo elétrico maiores conforme o nível de tensão aplicado aumenta;
- A possibilidade de ionização local devido ao aumento de campo elétrico devido a cavidade, ocorre apenas para as configurações em que os furos estão localizados mais próximos do terminal fase (distância de 10 mm);
- A possibilidade de ionização ocorreu somente para as configurações com furo de 2 mm de diâmetro localizado a uma distância de 10 mm, para a tensão nominal. Estas constatações se baseiam no valor limite de campo elétricos de 26 kV/cm, apontado pela literatura, para a ocorrência do processo de ionização na presença de campo elétrico uniforme.

Considerando os resultados obtidos nos ensaios elétricos, utilizando a inspeção termográfica, o perfil térmico da superfície dos isoladores íntegro e contendo o furo foram analisados. Os resultados dos ensaios elétricos evidenciaram que:

- Os valores da variação de temperatura medidos no isolador íntegro quando foram inferiores comparados aos valores medidos nos isoladores com defeitos. Este resultado indica que quando o isolador não possui cavidades no revestimento polimérico não ocorre aumento de temperatura considerável ao longo do mesmo.
- Os valores da variação de temperatura medidos nos pontos dos furos dos isoladores defeituosos com relação a outros pontos que não estavam danificados no próprio isolador, atingiram até 1,8°C. Estes resultados mostram que a presença de cavidades no isolador provoca aumento de temperatura em pontos localizados;
- O valor máximo de variação de temperatura (1,8°C) foi obtido para o caso em que a cavidade se encontrava mais próximo do terminal fase. Os resultados indicaram que a variação de temperatura devido à presença do furo diminui conforme o furo está posicionado mais longe do terminal fase.

Analisando os resultados referentes ao de campo elétrico e o comportamento térmico, observa-se que existe uma tendência similar entre as curvas obtidas. Os valores de campo elétrico decaíram conforme o furo se posicionava mais longe do terminal fase, assim como os valores de variação de temperatura. O campo elétrico e a variação de temperatura também apresentaram um comportamento crescente conforme maior o nível de tensão aplicado.

De modo geral, baseado nos gráficos resultantes da análise estatística das curvas de variação de temperatura e o cálculo de campo elétrico, observa-se que não se pode estabelecer uma correlação direta que possa ser aplicada a todos os casos investigados. Contudo, os resultados evidenciam uma tendência.

Estes resultados destacam a existência de uma complexidade entre os fenômenos investigados, principalmente com relação à temperatura. Portanto, torna-se necessária uma investigação mais aprofundada, com base na mesma metodologia, com um refinamento considerando-se o aumento do número de amostras, diversificação dos tipos de defeitos, o aumento no intervalo de tempo entre as medições, a adição de mais imagens termográficas colhidas em laboratório, diversificação das condições ambientais dos ensaios até aplicações

de ferramentas matemáticas, etc. Contudo, não esquecendo da realização de medições em campo, com defeitos e condições de carga mecânica, atmosféricas e de poluição reais.

Outro fator importante a ressaltar, é fato de que as simulações computacionais proporcionam resultados mais precisos e concisos tendo em vista que trata de modelos ideais. Por outro lado, os ensaios experimentais podem ser afetados por diversas variáveis externas.

Em um contexto geral, o trabalho apresenta não apenas contribuições conclusivas, mas também incita um seguimento da pesquisa com múltiplas áreas a se explorar. Proporcionando às pesquisas futuras diversas aberturas para a investigação de outras metodologias adotadas, outros modelos a serem estudados e outros fenômenos a serem agregados nos procedimentos de simulação e ensaios. Portanto, o trabalho favorece pesquisas da literatura que podem tomar como resultados primordiais.

Assim, os resultados obtidos por meio de simulações computacionais de cálculo de campo elétrico e por meio dos ensaios elétricos com inspeção termográfica dos isoladores íntegro e defeituosos foram apresentados e comentados. Adicionalmente, foi apresentado o comportamento de tendência entre os resultados de campo elétrico e temperatura.

No próximo capítulo, são apresentadas as conclusões e as perspectivas de continuidade do trabalho.

6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, a correlação entre valores de temperatura na superfície de isoladores poliméricos e a intensidade de campo elétrico foi investigada, visando o aprimoramento da inspeção de isoladores poliméricos íntegros e defeituosos, em operação. Para tanto, ensaios elétricos de tensão aplicada e medições termográficas foram feitas, em laboratório, em isoladores íntegros e defeituosos. As simulações computacionais do cálculo de campo elétrico também foram realizadas em isoladores íntegros e defeituosos utilizando-se um *software* comercial.

A análise do comportamento do campo elétrico constatou que a presença de um defeito externo no revestimento de um isolador polimérico, furo superficial, ocasiona distorção na distribuição de campo elétrico do isolador. Quando se analisou o campo elétrico com relação ao diâmetro do furo, constatou-se que quanto maior o diâmetro maior será o campo elétrico. Adicionalmente, quando se analisou o campo elétrico com relação à posição do furo, constatou-se que quanto mais próximo o furo do terminal fase, maior será o campo elétrico.

Com base nas análises do comportamento do campo elétrico, foi constatado que furos com somente 2 mm de diâmetro são suficientes para provocar ionização, quando este furo se localiza a 10 mm do terminal fase, na tensão nominal, isto é, possibilitando os meios necessários à degradação do isolador. É importante ressaltar que um furo tão pequeno, como o de 2 mm de diâmetro, não seria facilmente percebido em uma inspeção visual. Adicionalmente, com base nos resultados, se um furo de apenas 2 mm de diâmetro é suficiente para provocar possíveis rupturas locais; conseqüentemente, furos maiores (como observados em campo e apresentados na fundamentação deste trabalho) provocam um desgaste ainda maior no revestimento do isolador polimérico.

A análise do perfil térmico da superfície dos isoladores, com defeitos artificialmente inseridos, evidencia que a presença de um defeito externo no revestimento de um isolador polimérico, furo superficial, ocasiona um aumento de temperatura na superfície do isolador polimérico.

Com base nas análises do comportamento da temperatura, quando se analisou a temperatura com relação ao posicionamento do furo, constatou-se que quanto mais próximo do terminal fase se encontra o furo, maior será a diferença de temperatura entre o furo a outro ponto do mesmo isolador. Além disso, quando se analisou a temperatura com relação ao diâmetro do furo, foi observado que existe uma tendência de crescimento da variação de temperatura com o crescimento diâmetro do furo.

A análise estatística dos valores de temperatura com relação às intensidades de campo elétrico, constatou uma tendência de crescimento da temperatura com o campo elétrico, devido ao posicionamento do defeito. De fato, quanto mais próximo o furo se encontra do terminal fase, maior a temperatura. De forma geral, não foi possível alcançar uma correlação global e direta entre as informações térmicas coletadas e as intensidades de campo elétrico calculadas.

Conforme pode ser observado, uma correlação entre a temperatura associada a valores de campo elétrico aplicados foi investigada e analisada, mas não expressa um resultado determinante, tendo em vistas que a correlação entre os dois fenômenos não foi completamente conclusiva. Contudo, os estudos, a metodologia e os resultados motivam novas e aprofundadas investigações com relação ao comportamento do fenômeno da temperatura, quando relacionado à presença de defeitos no revestimento de isoladores poliméricos, perante condições adversas e considerando novos modelos de abordagens. De fato, faz-se necessária uma abordagem mais ampla dos ensaios, considerando um tempo de inspeção maior, um maior número de medições em intervalos maiores e a influência dos tipos de defeitos.

Como pode ser visto, este trabalho descreveu uma metodologia sistemática, exordial no que se refere à avaliação da correlação entre temperatura e campo elétrico, para o aprimoramento da inspeção de isoladores poliméricos. Esta correlação foi investigada baseada em estudos que relacionem fenômenos afetados pela presença de defeitos, em revestimento de isoladores poliméricos. Embora os resultados não apresentem uma correlação conclusiva e determinante, este trabalho obteve êxito no que se propôs analisar e investigar.

6.1. PERSPECTIVAS DE TRABALHO

Como continuação ao trabalho realizado, propõe-se:

- Analisar horizontalmente da distribuição de campo elétrico a fim de comparar os resultados com os valores limites de campo elétrico estabelecidos pela EPRI;
- Investigar o campo elétrico e a temperatura em isoladores defeituosos com poluição a fim de avaliar o impacto da poluição sobre as cavidades no revestimento do isolador polimérico;
- Averiguar o comportamento de isoladores com outros tipos de defeitos (fissura, erosão, trilhamento) a fim de determinar sua influência sobre a temperatura e a distribuição de campo elétrico;
- Verificar o desempenho do isolador defeituoso com anel equalizador nas simulações e nos ensaios, a fim de investigar a influência do equipamento na distribuição de campo elétrico provocado pelas cavidades;
- Utilizar mais amostras de termografia nos ensaios elétricos para que seja possível realizar uma abordagem estatística dos resultados obtidos por ensaios elétricos;
- Automatizar o processo de análise das imagens termográficas a fim tornar mais factível a análise de um número maior de amostras de termografia;
- Analisar os casos ensaiados utilizando menor quantidade de níveis de tensão aplicados para que haja uma facilidade em aumentar o tempo de medições e as condições de estabilização da temperatura. Consequentemente, será mais factível também analisar um maior número de diâmetros dos furos;
- Realizar medições em campo para analisar e considerar as condições de operação nos estudos de defeitos em isoladores poliméricos;
- Utilizar uma ferramenta de inspeção mais robusta, termovisor com maior resolução e sensibilidade a fim de obter imagens termográficas mais minuciosas.

6.2. PUBLICAÇÕES

Até o presente momento e durante o desenvolvimento da pesquisa, os artigos publicados foram:

- **DINIZ, L.; COSTA, E. G.; FERREIRA, T. V.; SOUZA, B. A. Correlação do Corona Versus Campo Elétrico em uma Cadeia de Isoladores de Vidro de 69 kV.** *Congreso Internacional en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico – ALTAE, 2017 (La Habana, Cuba).*
- **BEZERRA, G. V. N.; COSTA, E. G.; HELDER ALVES PEREIRA; DINIZ, L. Method for Identifying the Soil Ionization Curve Due to Application of Impulse Currents in grounding rods;** *International Symposium on High Voltage Engineering – ISH, 2017 (Buenos Aires, Argentina).*
- **DINIZ, L.; ALVES, H. M. M.; LUCENA, M. D.; COSTA, E. G. Influence of the Electronegativity in the Breakdown Voltage of N₂ and SF₆ Mixtures of Circuit Breakers;** *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, 2018 (Niterói, Brasil).*
- **ANDRADE, A. F.; ALVES, H. M. M.; DINIZ, L.; LUCIANO, B. A. Analytical and Computational Study of the Inductance in a Power Reactor;** *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, 2018 (Niterói, Brasil).*
- **LUCENA; M. D., ALVES, H. M. M., DINIZ, L.; COSTA, E. G. Electrical Breakdown Analysis in a Sphere-Plane Utilizing the Finite Element Method;** *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, 2018 (Niterói, Brasil).*

REFERÊNCIAS

- ABOUZAKHAR, F. S., ABOUZAKHAR, T. F. **Performance Review of Pilot Transmission Lines Using Silicon Rubber Insulators in Libya**. The 20th International Symposium High Voltage Engineering, Buenos Aires, Argentina, August 27 – September 01, 2017.
- ALBANO, M., WATERS, R.T., HADDAD, A. **Visual and Infrared Techniques for the Assessment of Partial Arcs on Conventional and Textured Insulator Surfaces**. The 20th International Symposium High Voltage Engineering, Buenos Aires, Argentina, August 27 – September 01, 2017.
- ALTAFIM, R. A. C., MURAKAMI, C. R., CLARO NETO, S., ARAÚJO, L. C. R., CHIERICE, G. O. **The Effects of Fillers on Polyurethane Resin-Based Electrical Insulators**, Materials Research, v. 6, n. 2, 2003.
- ALVES, L. N. T., COSTA, E. G., OLIVEIRA NETO, A. B., DA NÓBREGA, R. B., FERREIRA, T. V. **Electrical Insulators Hydrophobicity Classification Using Digital Image Processing**. The 20th International Symposium High Voltage Engineering, Buenos Aires, Argentina, August 27 – September 01, 2017.
- ANDERSEN, O. W. **Finite element solution of complex potential electric fields**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 96, n. 4, p. 1156–1161, 1977.
- ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/a-aneel>>. Acesso em: abril, 2018.
- ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/avisos-e-comunicados/-/asset_publisher/xVhS2p1F8dhn/content/campanha-de-fiscalizacao-dos-desligamentos-por-falhas-em-equipamentos-e-acessorios/656808?inheritRedirect=false>, 2017.
- ATC. **American Transmission Company**. Disponível em: <<https://www.atcllc.com/>>, 2015.
- BARGALLO, R. P. **Finite Elements for Electrical Engineering**. Universitat Politècnica de Catalunya, UPC: 2006.
- BEZERRA, J. M. B. **Caracterização de Atributos de Sinais para Utilização de Técnicas de Reconhecimento de Padrões na Avaliação do Isolamento de Instalações e de Equipamentos Elétricos**. Tese de Doutorado. COPELE. UFCG, Brasil. 2004.
- BEZERRA, R. DA C. **Desenvolvimento de Metodologia de Inspeção Instrumental para Avaliação da Corrosão em Pinos de Isoladores de Vidro Usados em Linhas de Transmissão**. Dissertação de Mestrado, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento: 2015.

CALLISTER, JR W. D. **Ciência e Engenharia dos Materiais: Uma Introdução.** Salt Lake City. Janeiro de 1999.

COORAY, V. **The Lightning Flash**, 2nd ed, ISBN 978-1-84919-691-8, Londres, UK: IET The Institution of Engineering and Technology, 2014.

COSTA, E. G., FERREIRA, T. V., NERI, M. G.G., QUEIROZ, I. B., GERMANO, A. D. **Characterization of polymeric Insulators using Thermal and UV Imaging under Laboratory Conditions.** IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, v. 16, n. 4, 2009.

DIAS, B. A. **Simulação Computacional da Poluição Biológica em Isoladores de Vidro.** Dissertação de Mestrado, UFCG: Campina Grande, 2017.

DOMINGUES, E. S. **Improved Condition Monitoring of Composite Insulators.** Tese de Doutorado, *University of Manchester*. Manchester, 2012.

EPRI, **Field Guide: Visual inspection of polymer insulators.** Electric Power Research Institute - EPRI, Palo Alto, CA, 1013283, 2006.

FERREIRA, T. V. **Estudo do Trilhamento de Núcleo em Isoladores Poliméricos.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande: Campina Grande, 2007.

FERREIRA, T. V. **Estimação Inteligente da Poluição de Isolamentos Elétricos Baseada nos VECSE do Ruído Ultrassônico.** Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande: Campina Grande, 2011.

FIELD GUIDE. **Visual inspection of polymer insulators.** EPRI, Palo Alto, CA, 1013283, 2006.

FLIR; **T-Series The Ultimate Thermal Imager.** Disponível na internet via URL:<http://www.flir.com.br/uploadedFiles/Instruments/Products/T-Series/T-Series-Brochure.pdf>. Arquivo capturado em maio de 2017.

FLORENTINO, M. T. B. **Análise de Sensibilidade do Método dos Vetores de Energia dos Centroides das Sub-Bandas Espectrais Aplicado ao Monitoramento de Isoladores Poliméricos.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande: Campina Grande, 2015.

GUEDES, C. P. G. **Classificação das Condições de Degradação de Isoladores Poliméricos Pelos Níveis de Radiação UV q a Lógica Fuzzy.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2015.

GOMES, T. S. C., BEZERRA, R. C., TEIXEIRA, J. M. T. **Gestão do Uso de Isoladores Poliméricos na Eletrobras Eletronorte.** XV-ERAC- Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 2013.

GORUR, R. S., CHERNEY, E. A., BURNHAM, J. T. **Outdoor Insulators.** Phoenix, Arizona: Ravi S. Gorur, Inc., 1999.

GUBANSKI,S. DERNFALK,A. ANDERSSON,J. HILLBORG,H. **Diagnostic Methods for Outdoor Polymeric Insulators**, IEEE Transaction on Dielectric and Electrical Insulation, 2007.

HALL, J.F.; **History and bibliography of polymeric insulators for outdoor applications**. IEEE Transactions on Power Delivery. Volume: 8, Issue: 1, Jan. 1993. Pages: 376 – 385.

INMR. **12 Examples of Insulator ‘Failure’**. INMR Transmission and Distribution Magazine. Dezembro, 2015. Disponível em: <<http://www.inmr.com/examples-insulator-failure/2/#!prettyPhoto>>. Acesso em: maio, 2018.

INMR. **Modes of Failure of Glass, Composite & Porcelain Insulators**. INMR Transmission and Distribution Magazine. Dezembro, 2015. Disponível em: <<http://www.inmr.com/modes-failure-glass-composite-porcelain-insulators/3/>>. Acesso em: agosto, 2018.

KONE, G., VOLAT, C., EZZAIDI, H. **Numerical investigation of electric field distortion induced by internal defects in composite insulators**. IET – The Institution of Engineering and Technology, v. 2, p. 253-260, 2017.

LAPP INSULATORS. **Rodurflex Composite Insulators** Disponível em: <<https://drive.google.com/file/d/1IMz5SWDR543bnKtUeBydG1eX8wz7j0aB/view?usp=sharing>>, 2004.

LAPP INSULATORS. **Rodurflex High-voltage Insulators**. Disponível em: <<http://www.lappinsulator.com/downloadcenter/catalogs.asp>>. Acesso em: abril, 2018.

LOTT NETO, H. B. D. T., FONTAN, M. A. B., BRITTO, P. R. R., SHINOHARA, A. H., SILVA JÚNIOR, E. J., XAVIER, G. J. V., FUJIWARA, H. **Inspeção In-Situ dos Isoladores Poliméricos de 500 kV em Linha de Transmissão Energizada por Radiografia Digital Computadorizada**. XXIV SNTPEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, Paraná, 22-25 de outubro de 2017.

MAVRIKAKIS, N. C., SIDERAKIS, K. PYLARINOS, D., KOUDOUMAS, E. **Assessment of Field Aged Composite Insulators Condition in Crete**. 9th International Conference on Deregulated Electricity Market Issues in South Eastern Europe, Nicosia, Cyprus, 25-26 September, 2014, Nicosia, Cyprus; September 2014.

MAVRIKAKIS, N. C., SIDERAKIS, K., MIKROPOULOS,P. N., PELLAS, I., THALASSINAKI, E. **Evaluation of the Damage Caused by Bird Pecking Activity along Composite High Voltage Insulators**. IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application, Athenes, Greece; September 2018.

MENDONÇA, Y. A. **Análise da Corrente de Fuga de Isoladores Poliméricos para Classificação das Condições de Degradação com Auxílio de Lógica**

Fuzzy. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande: Campina Grande, 2016.

NERI, M. G. G. **Avaliação de Técnicas de Monitoramento de Isoladores Poliméricos.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande: Campina Grande, 2005.

NIGRI, A. I., **Desempenho de Linhas de Transmissão. Ponto de Vista da Manutenção.** XV-SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 1999.

NOBREGA, R. B. **Avaliação de uma Nova Carga na Composição de Revestimentos Externos Aplicados em Isoladores de Alta Tensão.** Tese de Doutorado. Universidade Federal de Campina Grande: Campina Grande, 2016.

NORONHA, F. **Desenvolvimento de Requisitos de Desempenho para Elastômeros de Isoladores da Rede de Energia Elétrica.** Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas: Campinas, 2010.

NORRIE, D. H.; VRIES, G. **An Introduction to Finite Element Method.** London: Academic Press: 1978.

ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico.** Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: abril, 2018.

RAHMAN, R. A.; HARID, N.; HADDAD, A. **Stress control on polymeric outdoor insulators.** Universities Power Engineering Conference (UPEC), International, p. 4–7, 2010.

RIBEIRO, G. L. **Aprimoramento da Classificação de Isoladores Poliméricos por Medições Termográficas e Radiação UV usando Processamento de Imagens e RNA.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande: Campina Grande, 2017.

SADIKU, M. N. O. **Elemento de Eletromagnetismo.** Trad. Liane Ludwig Loder e Jorge Amoretti Lisboa – 3 ed. Porto Alegre: Bookman, 2004.

SANTOS FILHO, N.; GARCIA, R. W. S. **Isoladores de Linhas de Transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro - Parte II - Avaliação de desempenho.** XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. XVII SNPTEE. Uberlândia, Minas Gerais, Brasil. 19 a 24 de Outubro de 2003.

SCHMUCK, F., SEIFERT, J., GUTMAN, I. **Assessment of the Condition of Overhead Line Composite Insulators.** CIGRÉ WG, 2012.

SCHULTE-FISCHEDICK, J., SEIFERT, J., PIGINI, A. **The Importance of the Fibre-Matrix Interface on the Mechanical Stability of Composite Insulators.** The 19th International Symposium on High Voltage Engineering, Pilsen, Czech Republic, August 23-28, 2015.

SHAFFNER, D. H., Ruff, D. L., VAILLANCOURT, G. H. ***Experience with a Composite Insulator Testing Instrument based on the Electric Field Method.*** IEEE 9th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance Proceedings, 2000.

SOUSA, P. E. S., ***Problemática do Isolamento nas Linhas de Muito Alta Tensão nas Zonas Poluídas.*** Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto: Porto, 2006.

SOUZA, B. A. ***Monitoramento e Diagnóstico de Isoladores Poliméricos Utilizando Processamento Digital de Imagens Termográficas.*** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande – PB, 2016.

SRAVANTHI, B., ARAVIND, K. A., YASHODHARA, B., NIRGUDE, P. M., SANDHYA, K., KAMARAJU, V., SARMA, A. V. R. S. ***Assessment of Field Aged Composite Insulators.*** The 20th International Symposium High Voltage Engineering, Buenos Aires, Argentina, August 27 – September 01, 2017.

STRI. ***Guide 5- Guide for Visual Identification of Deterioration & Damages on Suspension Composite Insulators.*** Swedish Transmission Research Institute - STRI, Ludvika, Sweden. 2005.

TZIMAS, A., SILVA, E.D., ROWLAND, S.M., BOUMECID, B., QUEEN, M., MICHEL, M. ***Asset management frameworks for outdoor composite insulators,*** IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol 19, Issue 6, December 2012.

VAILLANCOURT, G. H., CARIGNAN, S. JEAN, C. ***Experience with the Detection of Faulty Composite Insulators on High-Voltage Power Lines by the Electric Field Measurement Method.*** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 13, n. 2, 1998.

VOLAT, C., DUVILLARET, L., JABBARI, M., FARZANEH, M. ***New method for in live-line detection of small defects in composite insulator based on electro-optic E-field sensor.*** IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, v. 20, n. 1, 2013.

ZHAO, T.; BERNSTORF, L. ***Aging Tests of Polymeric Housing Materials for Non-Ceramic Insulators,*** IEEE Electrical Insulations Magazine, v. 14, n. 2, p. 26-33, 1998.

ZHOU, P. ***Numerical Analysis of Electromagnetic Fields.*** Springer, 1993.

ZIENKIEWICZ, O.C., CHEUNG, Y.K. ***The Finite Element in Structural and Continuum Mechanics,*** McGraw-Hill publishing Coy Ltd, London, 1967.