

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

**DIEGO SANTANA FERREIRA**

**LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**Ilha Solteira  
2023**

## **PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DIEGO SANTANA FERREIRA**

### **LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista (UNESP), Câmpus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Automação

Jonatas Boás Leite  
**Orientador**

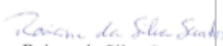
**FICHA CATALOGRÁFICA**  
**Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação**

F383l Ferreira, Diego Santana.  
Localização de faltas em redes de distribuição de energia elétrica com  
geração distribuída / Diego Santana Ferreira. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2023  
68 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de  
Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2023

Orientador: Jonatas Boas Leite  
Inclui bibliografia

1. Curto-circuito. 2. Geradores distribuídos. 3. Localização de faltas. 5. Redes  
de distribuição.

  
Raiane da Silva Santos  
Supervisora Técnica de Seção  
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação  
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação  
CRB/8 - 9999

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO:** Localização de Falhas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Distribuída

**AUTOR:** DIEGO SANTANA FERREIRA

**ORIENTADOR:** JONATAS BOAS LEITE

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, área: Automação pela Comissão Examinadora:

  
Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Presencial)

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

  
Prof. Dr. ROGÉRIO ANDRADE FLAUZINO (Participação Presencial)

Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP

  
Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI (Participação Presencial)

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Ilha Solteira, 30 de janeiro de 2023

Assinatura do Autor: \_\_\_\_\_

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Localização de Falhas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Distribuída

Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Presencial)

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. ROGÉRIO ANDRADE FLAUZINO (Participação Presencial)

Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI (Participação Presencial)

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Assinatura do Autor: \_\_\_\_\_

Ilha Solteira, 30 de janeiro de 2023

Assinatura do Autor: \_\_\_\_\_

Dedico este trabalho aos  
meus pais.

*In Memoriam*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Campus de Ilha Solteira, aos profissionais, técnicos e docentes que sempre estiveram à disposição em proporcionar um ensino de alta qualidade.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro (Código de Financiamento 001).

Ao meu orientador, Prof. Dr. Jonatas Boás Leite, por sua simpatia, sabedoria e por estar ao meu lado nos momentos mais importantes.

Por último, mas não menos importante, à minha amada esposa, que sempre me acompanhou nos momentos mais difíceis da minha vida, e também sempre me motivou.

## RESUMO

A crescente exigência de eficiência operacional tem incentivado a modernização do sistema de distribuição de energia com a implementação de novas tecnologias de controle e automação e condicionamento e processamento de dados. A arquitetura integrada do sistema avançado de gerenciamento da distribuição permite o reconhecimento situacional das redes de distribuição. Com a integração do gerenciamento de faltas, incluindo funções de diagnóstico de faltas e planejamento de chaveamento, o serviço de localização de faltas, isolamento e restauração do fornecimento de energia pode ser completamente automatizado. A função de diagnóstico de falta determina a localização mais provável de um evento de falta, bem como a causa da falta usando informações da rede de distribuição e dos relés através arquitetura integrada de operação. Neste estudo, modelos e técnicas de análise de redes de distribuição são utilizados como funções auxiliares nos algoritmos para localização de faltas.

**Palavras-chave:** curto-circuito; geradores distribuídos; localização de faltas; redes de distribuição.

## **ABSTRACT**

The growing demand for operational efficiency has encouraged the modernization of the energy distribution system with the implementation of new technologies for control and automation and conditioning and data processing. The integrated architecture of the advanced distribution management system provides situational awareness to distribution networks. With the integration of fault management, including fault diagnosis and switching planning functions, the fault location, isolation and service restoration of the power supply can be completely automated. The fault diagnosis function determines the most likely location of a fault event as well as the cause of the fault using information from the distribution network and relays through integrated operating architecture. In this study, distribution network analysis models and techniques are used as auxiliary functions in modern fault location algorithms.

**Keywords:** short-circuit; distributed generator; fault location; distribution network.

## LISTA DE FIGURAS

|                  |                                                                                  |    |
|------------------|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 1</b>  | - Sistema elétrico trifásico convencional.....                                   | 14 |
| <b>Figura 2</b>  | - Sistema elétrico moderno.....                                                  | 15 |
| <b>Figura 3</b>  | - Diagrama de blocos do relé digital.....                                        | 20 |
| <b>Figura 4</b>  | - Classificação dos geradores distribuídos.....                                  | 30 |
| <b>Figura 5</b>  | - Algoritmo implementado para o cálculo do CC.....                               | 31 |
| <b>Figura 6</b>  | - Parte periférica de uma rede de distribuição.....                              | 33 |
| <b>Figura 7</b>  | - Modelo para adicionar $Z_b$ de uma nova barra p ao nó de referência.....       | 36 |
| <b>Figura 8</b>  | - Sistema ilustrativo de 6 barras.....                                           | 36 |
| <b>Figura 9</b>  | - Modelo para adicionar $Z_b$ de uma nova barra p em uma barra existente k.....  | 37 |
| <b>Figura 10</b> | - Falta monofásica.....                                                          | 38 |
| <b>Figura 11</b> | - Falta bifásica.....                                                            | 39 |
| <b>Figura 12</b> | - Falta trifásica.....                                                           | 40 |
| <b>Figura 13</b> | - Modelo para adicionar $Z_b$ de uma barra existente k ao nó de referência.....  | 42 |
| <b>Figura 14</b> | - Direções das correntes na barra de transferência para GDFT...                  | 43 |
| <b>Figura 15</b> | - Direções das correntes na barra de transferência para GDFC..                   | 44 |
| <b>Figura 16</b> | - Fluxograma simplificado para a localização de falta baseada em impedância..... | 45 |
| <b>Figura 17</b> | Diagrama unifilar da rede de distribuição com 135 barras.....                    | 49 |
| <b>Figura 18</b> | - Tensão nas barras na condição de pré-falta.....                                | 49 |
| <b>Figura 19</b> | - Magnitude das correntes na condição de pré-falta.....                          | 50 |
| <b>Figura 20</b> | - Tensão por barra no CC monofásico na barra 118.....                            | 50 |
| <b>Figura 21</b> | - Magnitude da corrente em CC monofásico na barra 118.....                       | 50 |
| <b>Figura 22</b> | - Tensão por barra no CC bifásico na barra 118.....                              | 51 |
| <b>Figura 23</b> | - Magnitude da corrente em CC bifásico na barra 118.....                         | 51 |
| <b>Figura 24</b> | - Tensão por barra no CC trifásico na barra 118.....                             | 51 |
| <b>Figura 25</b> | - Magnitude da corrente em CC trifásico na barra 118.....                        | 52 |
| <b>Figura 26</b> | - Correlação entre módulo da impedância e magnitude da corrente.....             | 55 |
| <b>Figura 27</b> | - Média dos desvios para falta trifásica.....                                    | 56 |

|                  |                                                           |    |
|------------------|-----------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 28</b> | - Média dos desvios para falta bifásica.....              | 57 |
| <b>Figura 29</b> | - Média dos desvios para falta monofásica.....            | 57 |
| <b>Figura 30</b> | - Tempo médio de processamento para falta trifásica.....  | 60 |
| <b>Figura 31</b> | - Tempo médio de processamento para falta bifásica.....   | 60 |
| <b>Figura 32</b> | - Tempo médio de processamento para falta monofásica..... | 61 |

## LISTA DE TABELAS

|                  |                                                                                                         |    |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Tabela 1</b>  | - Comparação de tensão sem GD e diferentes impedâncias de falta.....                                    | 52 |
| <b>Tabela 2</b>  | - Comparação de corrente sem GD e diferentes impedâncias de falta.....                                  | 52 |
| <b>Tabela 3</b>  | - Tensão (p.u.) em CC 3 $\phi$ comparadas sem GD e com GDFC.....                                        | 53 |
| <b>Tabela 4</b>  | - Corrente (A) em CC 3 $\phi$ comparadas sem GD e com GDFC.....                                         | 53 |
| <b>Tabela 5</b>  | - Tensões (p.u.) em CC 3 $\phi$ comparadas sem GD e com GDFC e GDFT.....                                | 53 |
| <b>Tabela 6</b>  | - Correntes (A) em CC 3 $\phi$ comparadas sem GD e com GDFC e GDFT.....                                 | 53 |
| <b>Tabela 7</b>  | Correntes (A) em CC 3 $\phi$ comparadas sem GD e com GDFC e GDFT com corrente de carga.....             | 54 |
| <b>Tabela 8</b>  | - Taxa de acerto para falta trifásica sem GD.....                                                       | 55 |
| <b>Tabela 9</b>  | - Taxa de acerto para falta bifásica sem GD.....                                                        | 56 |
| <b>Tabela 10</b> | - Taxa de acerto para falta monofásica sem GD.....                                                      | 56 |
| <b>Tabela 11</b> | - Taxa de acerto para falta trifásica com GDFC.....                                                     | 58 |
| <b>Tabela 12</b> | - Taxa de acerto para falta bifásica com GDFC.....                                                      | 58 |
| <b>Tabela 13</b> | - Taxa de acerto para falta monofásica com GDFC.....                                                    | 58 |
| <b>Tabela 14</b> | - Média dos desvios padrão das impedâncias de falta para o caso trifásico em função de $\varphi$ .....  | 58 |
| <b>Tabela 15</b> | - Média dos desvios padrão das impedâncias de falta para o caso bifásico em função de $\varphi$ .....   | 59 |
| <b>Tabela 16</b> | - Média dos desvios padrão das impedâncias de falta para o caso monofásico em função de $\varphi$ ..... | 59 |
| <b>Tabela 17</b> | - Taxa de acerto para falta monofásica sem GD com alta resistência.....                                 | 59 |
| <b>Tabela 18</b> | - Tempos em milissegundos de processamento com a introdução do GDFT.....                                | 61 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|      |                                                     |
|------|-----------------------------------------------------|
| AC   | <i>Alternating Current</i>                          |
| CC   | Curto-Circuito                                      |
| DC   | <i>Direct Current</i>                               |
| DMS  | <i>Distribution</i> Management System               |
| GD   | Gerador Distribuído                                 |
| GDFC | Gerador Distribuído Modelado como Fonte de Corrente |
| GDFT | Gerador Distribuído Modelado como Fonte de Tensão   |
| SDEE | Sistema de Distribuição de Energia Elétrica         |
| SEE  | Sistema de Energia Elétrica                         |
| SM   | <i>Smart Metter</i>                                 |
| TMP  | Tempo Médio de Processamento                        |

## SUMÁRIO

|           |                                                                        |           |
|-----------|------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b>  | <b>INTRODUÇÃO.....</b>                                                 | <b>14</b> |
| 1.1       | CONTEXTO DA LOCALIZAÇÃO DE FALTA EM SDEE.....                          | 16        |
| 1.1.1     | <b>Chamadas de Problema.....</b>                                       | <b>17</b> |
| 1.1.2     | <b>Indicação de Passagem de Faltas.....</b>                            | <b>17</b> |
| 1.1.3     | <b>Comparação de Estados da Rede.....</b>                              | <b>18</b> |
| 1.1.3.1   | <b><i>Possíveis Fontes de Dados de Medição.....</i></b>                | <b>19</b> |
| 1.1.3.1.1 | <i>Relés Digitais.....</i>                                             | 19        |
| 1.1.3.1.2 | <i>μPMU.....</i>                                                       | 20        |
| 1.1.3.1.3 | <i>Medidores Inteligentes.....</i>                                     | 21        |
| 1.1.3.1.4 | <i>D-FACTS.....</i>                                                    | 22        |
| 1.1.3.1.5 | <i>Geração Distribuída.....</i>                                        | 23        |
| 1.2       | OBJETIVOS.....                                                         | 23        |
| 1.2.1     | Objetivos Gerais.....                                                  | 23        |
| 1.2.2     | Objetivos Específicos.....                                             | 23        |
| 1.2.3     | Estrutura do Texto.....                                                | 23        |
| <br>      |                                                                        |           |
| <b>2</b>  | <b>ESTADO DA ARTE.....</b>                                             | <b>25</b> |
| <br>      |                                                                        |           |
| <b>3</b>  | <b>METODOLOGIA.....</b>                                                | <b>29</b> |
| 3.1       | FLUXO DE POTÊNCIA.....                                                 | 31        |
| 3.2       | CÁLCULO DE CC.....                                                     | 35        |
| 3.2.1     | <b>Matriz de Impedância Nodal.....</b>                                 | <b>35</b> |
| 3.2.2     | <b>Faltas Monofásicas.....</b>                                         | <b>37</b> |
| 3.2.3     | <b>Faltas Bifásicas.....</b>                                           | <b>39</b> |
| 3.2.4     | <b>Faltas Trifásicas.....</b>                                          | <b>40</b> |
| 3.2.5     | <b>Determinação da Contribuição dos GDs.....</b>                       | <b>41</b> |
| 3.2.5.1   | <b><i>GDs como Fonte de Tensão.....</i></b>                            | <b>41</b> |
| 3.2.5.2   | <b><i>GDs como Fonte de Corrente.....</i></b>                          | <b>44</b> |
| 3.3       | MÉTODO PROPOSTO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS.....                          | 45        |
| 3.3.1     | <b>Localização de Faltas usando Técnicas de Programação Não-Linear</b> | <b>45</b> |

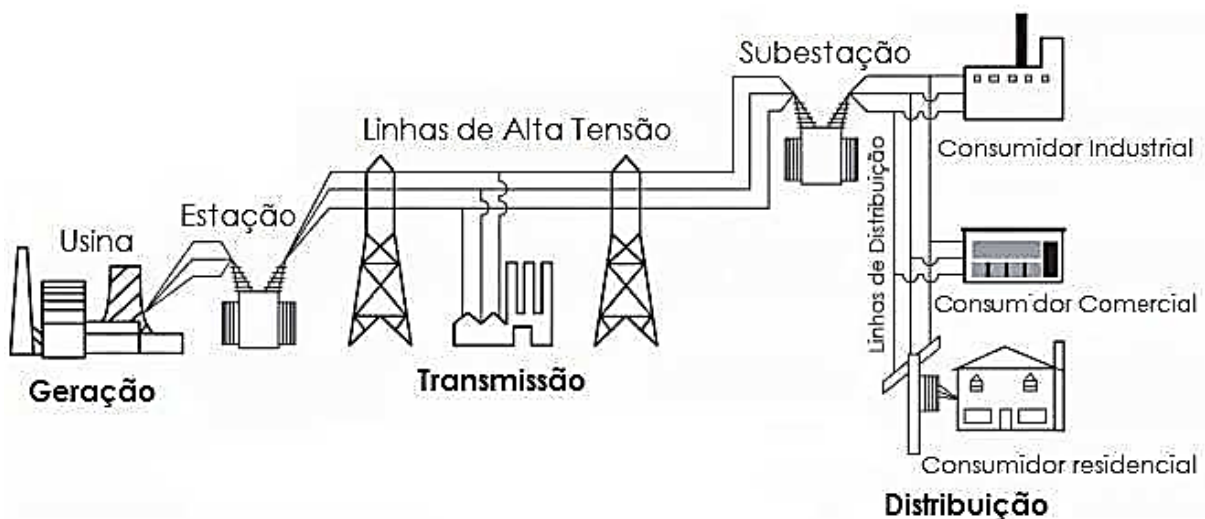
|          |                                                                     |           |
|----------|---------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>4</b> | <b>RESULTADOS.....</b>                                              | <b>49</b> |
| 4.1      | RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA.....                                | 49        |
| 4.2      | RESULTADOS DO CC.....                                               | 50        |
| 4.3      | RESULTADOS DO CC COM CONSIDERANDO CORRENTE DE CARGA.....            | 54        |
| 4.4      | RELAÇÃO ENTRE IMPEDÂNCIA E CORRENTE NO CC.....                      | 54        |
| 4.5      | TAXAS DE ACERTO.....                                                | 55        |
| 4.5.1    | <b>Taxas de Acerto para Altas Resistências de Falta sem GD.....</b> | <b>59</b> |
| 4.6      | CUSTO COMPUTACIONAL.....                                            | 60        |
| 4.6.1    | <b>Custo Computacional para o Caso com GDFT.....</b>                | <b>61</b> |
| <b>5</b> | <b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....</b>                          | <b>63</b> |
|          | <b>REFERÊNCIAS.....</b>                                             | <b>64</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia elétrica (SEE) são subdivididos, basicamente, em: geração, transmissão e distribuição. A geração primária de energia em SEE é feita por fontes hidroelétricas, termoeletricas, termonucleares, eólicas e solares. A transmissão de energia, que é o transporte da energia da geração para a distribuição, é feita por linhas de transmissão de alta tensão. A distribuição fornece a energia transportada pelas linhas de transmissão para os consumidores individuais.

Dessa forma, eleva-se a magnitude da tensão da geração para a transmissão (redução de perdas ôhmicas, fios menos espessos e transmissão em maiores distâncias) e reduz-se a magnitude de tensão da transmissão para a distribuição nas proximidades dos consumidores de energia elétrica. Como exemplo, tem-se a Figura 1, que representa o modelo de um sistema trifásico convencional.

**Figura 1:** Sistema elétrico trifásico convencional.

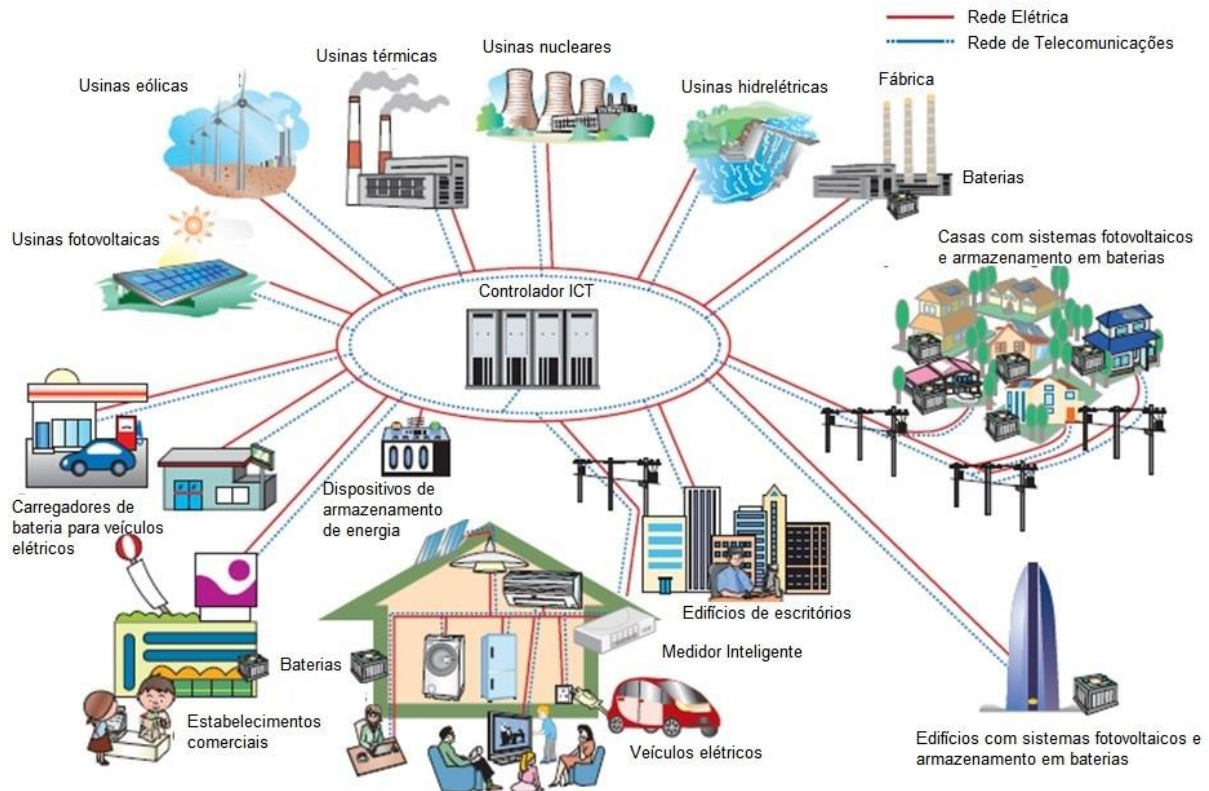


**Fonte:** Blume (2007).

Atualmente, a geração de energia elétrica tem deixado de ser produzida exclusivamente em grandes centrais geradoras distantes das regiões consumidoras e tem passado a ser produzida também por indústrias ou casas com geradores próprios, tais como solares, eólicos ou à combustão. Dessa forma, surge o modelo da *smart grid*, que se resume na tentativa de aperfeiçoar o sistema elétrico, instalando sensores (*meters*) na rede de distribuição para monitorar constantemente os níveis de tensão, a corrente e detectar possíveis faltas, além de fazer uma comunicação entre a rede e

os usuários da mesma. Para tanto, trabalha-se com um número muito grande de dados que precisam ser compatíveis com os modelos lógicos para interconexão dos sistemas, através dos dados das redes elétricas e de telecomunicações (NOZAKI, 2012). Uma imagem ilustrativa é apresentada na Figura 2 do sistema elétrico moderno.

**Figura 2: Sistema elétrico moderno.**



**Fonte:** Nozaki (2012).

O aumento da instalação de fontes renováveis de energia nos sistemas elétricos tem modificado as condições de operação das redes de distribuição de energia elétrica com a possibilidade do fluxo bidirecional de energia. De acordo com o novo paradigma da geração distribuída (GD), a geração de energia elétrica deve se aproximar do usuário, diferente da geração tradicional em plantas centralizadas (ALCALA-GONZALEZ *et al.*, 2021). A crescente inserção de geradores de pequeno e médio porte em diferentes pontos do sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) de média e baixa tensão tem contribuído para aumentar a confiabilidade das redes de distribuição que se beneficiam das vantagens da geração descentralizada (REIZ, 2019). A interconexão da GD ao SDEE aumenta a complexidade de cálculo das contribuições de corrente nos níveis de falta.

Dado que os usuários de energia elétrica, geralmente, são conectados à rede através do SDEE e qualquer interrupção no mesmo causam minutos do cliente perdidos (do Inglês, *Customer Minutes Lost* - CML). A maioria das CMLs é causada por diferentes tipos de faltas, sustentadas por um longo período de tempo (SHAFIULLAH; ABIDO, 2017). Portanto, técnicas de localização de faltas são importantes para restabelecer o fornecimento de energia rapidamente, reduzindo a duração das interrupções e perdas de receita. No entanto, a recente tendência de adoção de GDs nas redes de distribuição está modificando os esquemas de proteção da rede, alterando seus parâmetros técnicos e direção dos fluxos de corrente/potência. Adicionalmente, a precisão das técnicas tradicionais de detecção de falta também está sendo afetada significativamente. Neste estudo, é apresentado um algoritmo para localização de faltas e os resultados obtidos com o mesmo em simulações.

### 1.1 CONTEXTO DA LOCALIZAÇÃO DE FALTA EM SDEE

Um método de localização de falta ineficiente pode causar a degradação dos índices de continuidade, que dependem principalmente de duração e frequência da interrupção. Em sistemas de transmissão de energia elétrica, os métodos de localização de faltas são razoavelmente consolidados e os curtos-circuitos podem ser localizados com precisão. No entanto, em sistemas de distribuição não há consenso sobre a melhor prática de localização de faltas porque a metodologia mais adequada depende de vários aspectos, incluindo o nível de modernização da rede (PATERNOST *et al.*, 2019).

Um caso particular e preocupante de faltas nos sistemas de potência são as faltas de alta impedância (do Inglês, *High Impedance Fault* - HIF). Essas faltas são, geralmente, causadas por um contato indesejado de um condutor energizado com uma superfície, que restringe significativamente o fluxo de corrente de falta a um nível abaixo do detetável por dispositivos de sobrecorrente convencionais (IURINIC *et al.*, 2015). As causas mais comuns de tais faltas em sistemas de distribuição de energia são o contato de condutores rompidos com objetos mal aterrados, como árvores e veículos. A localização de faltas por HIF, atualmente, podem ser estimadas por Transformada *Wavelet*, Redes Neurais ou Ondas Viajantes (MILIOUDS, 2012) (SILVA, 2016).

Neste trabalho assumem-se as faltas de baixa impedância que causam interrupções não-programadas nas unidades de consumo. Logo serão apresentadas algumas técnicas de localização de faltas, tais como: por central de chamadas (do Inglês *Call Center*), por indicadores de passagem e por comparação de estados da rede.

#### **1.1.1 Sistema Central de Chamadas de Faltas**

Com a automação de distribuição, a opção de central de chamadas é realizada pelo sistema de gerenciamento de distribuição (do Inglês, *Distribution Management System* - DMS), aumentando o enfoque de serviços ao cliente. O sistema recebe ligações de clientes sobre problemas na rede por telefone ou outros serviços de comunicação externa. Este é um método bastante econômico para relatar um evento de falta, em comparação a ir fisicamente ao local da falta (MOMOH, 2017). Com o tratamento de chamadas de problemas e processamento de alarmes, a conectividade geral do sistema é verificada e disponibilizada através de sistemas de informação geográfica (SIG).

Similarmente às chamadas de problema, as mensagens pré-falta dos medidores inteligentes podem ser usadas como entrada para o sistema de gerenciamento de contingências (do Inglês, *Outage Management System* - OMS) (WANG, *et al.*, 2017). Os algoritmos de diagnóstico e localização de faltas funcionam de forma mais eficiente e eficaz com essas informações adicionais. Muitos sistemas OMS exigem menos de 15% de chamadas dos clientes afetados por uma interrupção para prever com precisão a localização do dispositivo de interrupção. Portanto, uma taxa de sucesso de 15 a 20% das mensagens pré-falta dos SMs é considerada adequada.

#### **1.1.2 Indicadores de Passagem de Falta**

Os indicadores de passagem de falta (IFs) indicam se há sobrecorrente no alimentador onde estão instalados. Caso a corrente seja maior do que a ajustada no IF, o mesmo é sensibilizado.

O projeto mais simples e comum de indicador de passagem de falta é aquele de aterramento simples. Para uma corrente de sequência zero (falta à terra) que excede um nível especificado, por exemplo, 50 A, por algum tempo especificado, por

exemplo, 50 milissegundos, o indicador ativa um sinalizador de relé ou acende um LED para mostrar que a corrente de falta circulou através deste local.

O indicador de passagem de falta ajuda a concessionária a restaurar o serviço de fornecimento de energia mais rapidamente, reduzindo o tempo que uma equipe operacional precisaria para se deslocar ao longo da rede na busca pela falta.

O sistema de indicação de falta pode fornecer informações extremamente úteis para direcionar a equipe de manutenção à localização aproximada da falta. Esses dispositivos são classificados como:

- **Dispositivos independentes:** a indicação é verificada localmente por um técnico de manutenção;
- **Dispositivos de comunicação:** a indicação é transmitida remotamente por um técnico de controle, usando algum tipo de sistema de comunicação, muitas vezes a comunicação é parte de um sistema de controle estendido;
- **Dispositivos portáteis:** são especialmente úteis onde a distância entre os indicadores de passagem de falta pode ser longa e é necessário dividir uma seção com a falta em uma série de subseções menores.

Indicadores direcionais de passagem de falta são, portanto, necessários nas redes e um número limitado de dispositivos estão disponíveis. Eles indicam se a falta está na direção a montante ou a jusante a partir de sua localização. Da mesma forma que um relé de proteção direcional, o indicador de passagem direcional precisa de uma fonte de corrente e tensão (KINDERMANN, 2015).

### 1.1.3 Comparação de Estados da Rede

Um dos tipos mais comuns de problemas de qualidade de energia em sistemas de energia elétrica são os afundamentos de tensão. Várias situações de operação do sistema (por exemplo, partida de grandes motores elétricos ou ocorrência de faltas do sistema) podem levar a uma redução momentânea ou sustentada da tensão do sistema (uma queda de tensão). Um curto-circuito (CC), dependendo da localização e do tipo, pode causar quedas de tensão de diferentes níveis em um local de carga. Para faltas distantes, a carga pode experimentar apenas uma ligeira mudança de tensão. Por outro lado, para faltas próximas, a probabilidade de uma carga ser adversamente afetada será muito maior (DUGAN *et al.*, 2004).

Após o curto-circuito, a tensão do sistema no período de operação pós-falta depende da topologia e elementos da rede e das características da falta, como localização, tipo e impedância. Se todos os outros parâmetros são constantes, a queda de tensão pode determinar a localização da falta. Se os valores esperados forem conhecidos com antecedência, a localização da falta pode ser determinada com base na medida em um determinado número de barras (DUGAN, 2004).

### **1.1.3.1 Possíveis Fontes de Dados de Medição**

A automação da distribuição inclui dispositivos e sistemas para controle automático das operações, do sistema de proteção e monitoramento do estado da rede de distribuição de energia. São apresentados neste trabalho, brevemente, cinco modernos dispositivos de automação: relés digitais, micro unidades de medição fasorial (do Inglês, *Micro-Phasor Measurement Unit* -  $\mu$ PMU), medidores inteligentes, sistemas flexíveis transmissão de corrente alternada distribuídos (do Inglês, *Distributed-Flexible AC Transmission* - D-FACTS).

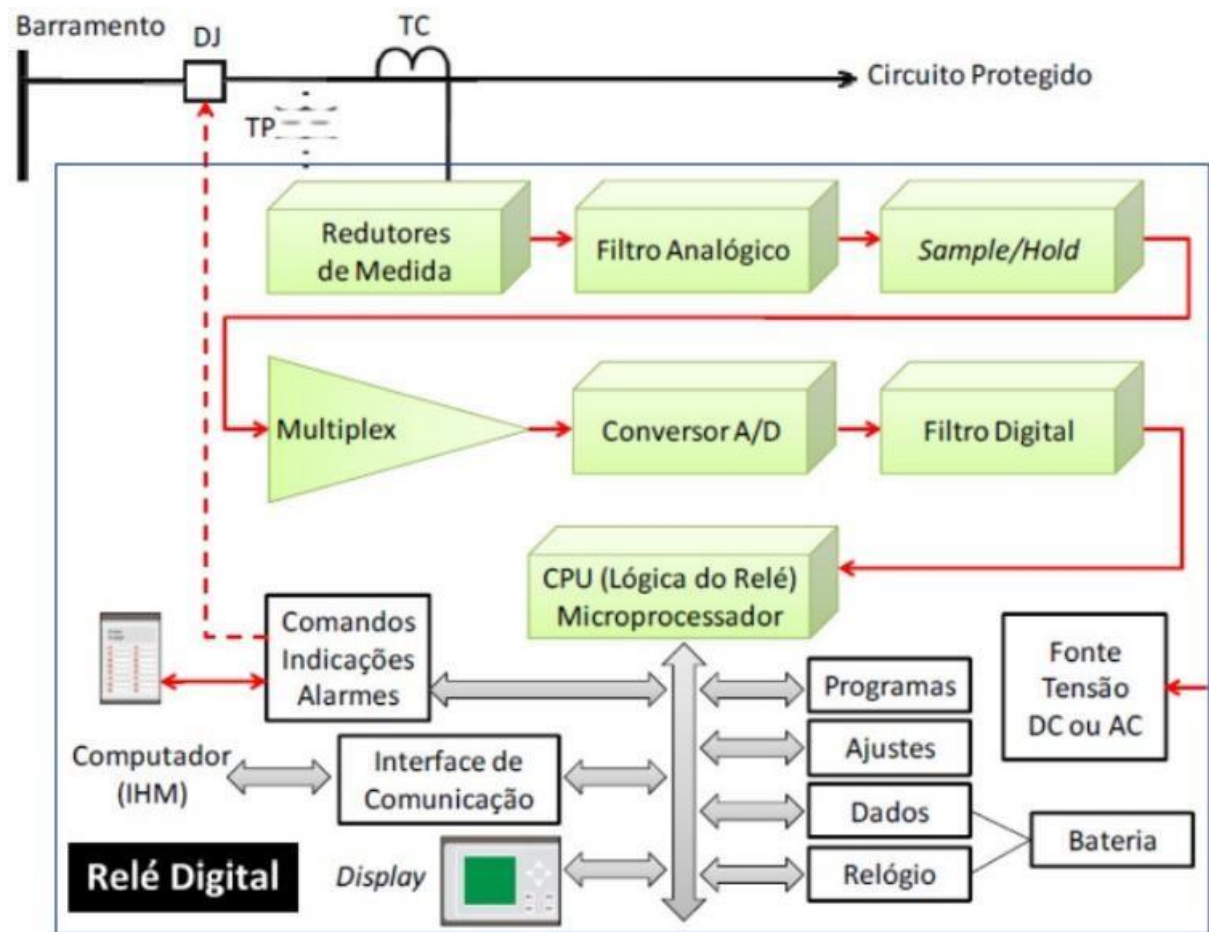
#### **1.1.3.1.1 Relés Digitais**

Um relé digital é um sistema baseado em computador com algoritmos de proteção baseados em *software* medir o estado da rede e detectar faltas. Esses relés também são denominados relés de proteção do tipo microprocessado. E podem incluir muitas funções de proteção em uma unidade, bem como fornecer funções de medição, comunicação e autoteste (ASHRAFI NIAKI; ZANDI, 2015). No estágio de entrada dos relés digitais, sinais de baixa tensão e baixa corrente, obtidos através de transformador de corrente (TC) e transformador de potencial (TP), respectivamente, são colocados em um filtro passa-baixa que remove o conteúdo de alta frequência, conforme mostrado na Figura 3. O sinal de corrente alternada (CA) é então amostrado pelo conversor analógico-digital do relé. Uma análise mais avançada pode ser usada para determinar os ângulos de fase, potência aparente, potência reativa, impedância, distorção da forma de onda e outras grandezas complexas. Apenas a componente fundamental é necessária para a maioria dos algoritmos de proteção, a menos que seja usado um algoritmo de alta velocidade que use dados de subciclos para monitorar problemas de mudança rápida.

Os dados amostrados são então processados por um filtro passa-baixa que remove numericamente o conteúdo de frequência que está acima da frequência

fundamental de interesse (isto é, frequência nominal do sistema) e usa algoritmos de transformada de Fourier para extrair a magnitude e o ângulo dos sinais na frequência fundamental (KINDERMANN, 2005). A operação de um relé de proteção não é completa sem a eliminação da falta. A interface do relé com os dispositivos de chaveamento, ou qualquer outro equipamento seccionamento da rede de distribuição é tipicamente obtida através das saídas do relé (SADCHEV; DAS, 2009).

**Figura 3:** Diagrama de blocos do relé digital.



Fonte: Araújo (2005).

#### 1.1.3.1.2 $\mu$ PMU

A  $\mu$ PMU está em rápido desenvolvimento e vem se tornando importante para aplicações nas futuras redes de distribuição. É economicamente inviável instalar em todas as barras da rede unidades de medição fasorial (do Inglês, *Phasor Measurement Unit* - PMU), por causa dos altos custos (WANG *et al.*, 2017). Hoje em dia, cada vez mais GDs estão integradas em sistemas de distribuição, adicionando novos desafios para balancear o fluxo de carga mantendo os limites operacionais do

sistema. Para superar esses problemas, vários laboratórios como *Power Standards Lab* e o *Lawrence Berkeley National Lab* se dedicaram ao desenvolvimento de  $\mu$ PMU, em face aos altos custos do PMU, e estudam sua aplicação prática e potencial no SDEE (VON MEIER *et al.*, 2014).

Tensão em séries temporais e medições estão disponíveis a partir de uma  $\mu$ PMUs usando um meio de comunicação escolhido (e.g., comunicações sem fio). Esses valores são armazenados em um banco de dados para verificação fasorial contínua ou sob solicitação. Em geral, magnitudes de tensão trifásicas ao longo do alimentador são diferentes com base no desequilíbrio das cargas, independente dos reguladores de tensão operando em cada fase (WU *et al.*, 2018).

As medições de fasores sincronizadas em qualquer distância são chamadas de "sincrofasores". Embora seja comum que os termos " $\mu$ PMU" e "sincrofasor" sejam usados de forma indistinta, na verdade representam dois significados técnicos distintos, o primeiro é o dispositivo de medição enquanto o segundo é a medida. Em aplicações típicas, as medidas de  $\mu$ PMUs são posicionadas em locais dispersos na rede do sistema de energia e sincronizadas a partir da fonte de tempo comum do sistema de posicionamento global (do Inglês, *global positioning system* - GPS). A tecnologia de sincrofasores fornece uma ferramenta para os operadores e planejadores do sistema estimar o estado do sistema elétrico (em muitos pontos) e gerenciar a qualidade da energia (YIN; FAN, 2010).

#### 1.1.3.1.3 Medidores Inteligentes

Um medidor inteligente (em inglês, *smart meter* - SM) é um dispositivo eletrônico que registra informações como consumo de energia elétrica, níveis de tensão, corrente e potência. Os SMs comunicam as informações ao consumidor para maior clareza do comportamento de consumo e às distribuidoras de energia para monitoramento do sistema e faturamento do cliente. Os SMs, normalmente, registram o consumo de energia em tempo real.

Os SMs coletam parâmetros elétricos a uma taxa que varia de 5 min a uma hora. Isso significa que as concessionárias precisam lidar com até um aumento de três mil vezes no volume dos dados por um mês, e isso é apenas para um tipo de dado, consumo de energia. Ao contrário dos medidores convencionais, os SMs podem coletar mais que 20 tipos de dados relacionados a quantidades baseadas em eletricidade, como tensões, correntes e energia (MUTANEN *et al.*, 2013).

A implantação contínua de SMS, com recursos de processamento e comunicação de dados, oferece a oportunidade de melhorar o desempenho dos sistemas de distribuição. As concessionárias podem fazer uma estimativa para localização de falta em redes de distribuição usando as medições fornecidas pelo conjunto dos SMS de uma região, (TRINDADE *et al.*, 2013).

#### 1.1.3.1.4 D-FACTS

D-FACTS são dispositivos projetados para redes de distribuição. O mesmo é derivado do FACTS (do inglês, *Flexible AC Transmission* - FACTS), entretanto, este é utilizado em linhas de transmissão. O conceito de dispositivos FACTS distribuídos (D-FACTS) tem sido recentemente proposto como uma abordagem alternativa para a realização da funcionalidade dos dispositivos FACTS, mas com menor custo e maior confiabilidade.

Por meio do processamento de informações, a capacidade de detecção existente dos D-FACTS (correntes e tensões) pode ser útil para aumentar a confiabilidade e proteção do sistema, bem como os diagnósticos pós-ação. Este dispositivo exige um esquema de proteção mais completo possibilitando, não somente, adicionar velocidade à detecção de faltas e outros eventos de contingência, mas também, determinar com precisão e rapidamente o tipo de falta através da taxa de crescimento da corrente de falta. A localização da falta pode ser determinada por meio de detecção de direcionalidade de energia e magnitude da corrente. Durante a falta, os D-FACTS armazenam um perfil total de uma falta que podem ser baixados para incluir uma imagem da falta e informações antes e depois da ocorrência (BOUGOUFF; CHAGHI, 2021).

#### 1.1.3.1.5 Geração Distribuída

Observa-se que a coordenação entre os dispositivos de proteção em sistemas de distribuição na presença de significativa GDs deve ser modificada. Isso altera os sistemas de distribuição para sistemas desequilibrados de múltiplas fontes onde os dispositivos de proteção podem não atuar corretamente. A localização da falta neste tipo de sistema apresenta maior complexidade.

A inserção de GDs nos sistemas de energia elétrica existentes tem um grande impacto na operação e no planejamento em tempo real. Diversas incertezas caracterizam a capacidade do sistema de potência existente de integrar esta forma de

geração. Portanto, a geração distribuída deve ser levada em consideração no desempenho do sistema de potência para que a operação e a segurança não sejam prejudicadas. Os GD aumentam a complexidade de controlar, proteger e manter os sistemas de distribuição de energia (HADJSAID *et al.*, 1999).

O ilhamento caracteriza-se quando o GD continua com seu fluxo de potência (FP) normal enquanto a rede principal está desenergizada. Logo, uma parte da rede continua energizada. Isto pode representar um problema para os dispositivos de proteção. Então, os sistemas de GD podem apresentar dispositivos anti-ilhamento em situações onde a operação ilhada não é desejada.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo Geral

Estudar o comportamento de curtos-circuitos em SDEE com e sem GD e, concomitantemente, localizar a barra em falta decorrente de tais eventos.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, as seguintes etapas de objetivos específicos devem atendidas:

- Cálculo do fluxo de potência da rede nas condições de pré-falta;
- Cálculo das correntes de curto-circuito em regime permanente;
- Implementação do algoritmo para localização de faltas;
- Avaliação dos resultados fornecidos pelo algoritmo de localização das faltas.

### 1.2.3 Estrutura do Texto

Após a descrição da transição dos SEEs tradicionais para os SEEs modernos, métodos de localização de faltas por meio de chamadas de problema (do Inglês, *trouble calls*), indicação de passagem de faltas e comparação de estados da rede. A estrutura do texto é dividida, além deste capítulo introdutório, em:

- **Capítulo 2 - Estado da Arte:** faz uma revisão bibliográfica situacional sobre estudos na área de localização de faltas;

- **Capítulo 3 - Metodologia:** analisa o fluxo de potência e o cálculo de curto-circuito, que são métodos auxiliares para a proposta de localização de faltas;
- **Capítulo 4 - Resultados:** verificação, através de simulações, das técnicas auxiliares e de localização de falta em redes de distribuição;
- **Capítulo 5 - Conclusões e Trabalhos Futuros:** síntese dos principais resultados obtidos e descrição das atividades futuras.

## 2 ESTADO DA ARTE

Em sistemas de distribuição não há unanimidade sobre a melhor prática de localização de faltas, porque a metodologia mais adequada depende de vários aspectos, incluindo o nível de modernização da rede. Métodos de cálculo do fluxo de potência, a matriz de impedância nodal e análise de curto-circuito podem ser utilizados para determinar a localização das seções com falta.

### 2.1 ALGORITMOS BASEADOS EM DESVIO DE TENSÃO

O algoritmo de localização de faltas proposto por Pereira *et al.* (2009) é baseado no comportamento das magnitudes de tensão durante a falta. O princípio básico do algoritmo é que, ao ocorrer uma falta no alimentador, quedas de tensão propagam-se apresentando diferentes magnitudes e ângulos de fase para cada nó alimentador. As diferentes quedas de tensão experimentadas pelos nós do alimentador permitem que o algoritmo use medições de tensão esparsas através de um conjunto reduzido de medidores de tensões estrategicamente alocados ao longo do alimentador, fornecendo dados suficientes para uma localização de faltas como boa precisão. Um modelo de alimentador real, trifásico, três fios, 13,8 kV e 134 nós é utilizado para avaliar o algoritmo. Os resultados dos testes mostram que o algoritmo é bastante adequado devido não apenas à localização do ponto com falha, mas também à identificação de uma área com falha, fornecendo informações importantes para direcionar a equipe de manutenção que busca reparar qualquer dano causado pela falha.

Majidi e Etezadi-amoli (2017) propõem uma nova técnica baseada em impedância para a localização de faltas em redes de distribuição com e sem geradores distribuídos. Um novo procedimento para formar a matriz de impedâncias usando apenas as impedâncias em série das linhas de distribuição é introduzido. A matriz de impedâncias, em conjunto com os fasores de tensão pré-falta e pós-falta em algumas barras, é utilizada para estimar a corrente de falta através da técnica dos mínimos quadrados. O estimador de mínimos quadrados lineares é utilizado se  $\mu$ PMUs forem instaladas ao longo da rede. A operação dos dispositivos de proteção padrão nas redes de distribuição é utilizada para reduzir a carga computacional do método proposto. Além disso, a análise de sensibilidade de Sobol é realizada para quantificar a importância de diferentes fatores de entrada na precisão da localização da falta. A

eficácia do método proposto é validada em uma rede de distribuição real de 134 barras, 13,8 kV sob diversos cenários de faltas e medições ruidosas.

Sun *et al.* (2019) apresentam um novo método de localização de faltas para redes de distribuição desbalanceadas na presença de GD. Ao utilizar o método dos mínimos quadrados linear, as linhas em falta candidatas são selecionadas e as correntes de falta injetadas são derivadas das medições dos fasores de tensão esparsos. De acordo com a obtenção das correntes de falta, dois tipos de abordagens são adotados para estimar a localização da falta. Aproveitando-se do esquema preciso de localização da falta, a linha com falta real e a localização exata da falta são identificadas. Além disso, para estabelecer o compromisso entre a precisão da localização da falta e os custos de alocação, um algoritmo ótimo de alocação de monitoramento é desenvolvido para determinar o conjunto ótimo de Pareto de posicionamentos de medidores que possuem o número mínimo de monitores para satisfazer os requisitos de localização de faltas com precisão. O algoritmo de alocação ótima proposto e os dois tipos de abordagens de localização de faltas são validados em um alimentador de teste IEEE de 123 nós modificado usando Matlab e Simulink.

Mirshekali *et al.* (2020) apresentam um método preciso baseado em impedância para determinar a localização de falta para rede de distribuição inteligente na presença de GD. Além disso, as equações no domínio de fasores de parâmetros de linha distribuída são usadas para aumentar a precisão da localização da falta. Dois tipos de redes são considerados. Assume-se que o primeiro tipo de rede é totalmente observável com  $\mu$ PMU e no segundo tipo existem apenas alguns  $\mu$ PMUs com registradores de dados nos nós restantes. As impedâncias de carga de todos os nós são estimadas usando informações gravadas pré-falta por  $\mu$ PMUs presentes e nos registradores de dados. Para descobrir a localização real da falta, o mesmo tipo de falta é simulado para todos os pontos sugeridos. Um valor de correspondência que é definido matematicamente por diferentes algoritmos é calculado usando tensão registrada e simulada para determinar o ponto de falta real entre todos os nós candidatos sugeridos. Para ajustar com precisão o valor de carga de cada nó, os algoritmos de otimização por enxame de partículas e o fluxo de carga Backward/Forward são utilizados. A precisão do método proposto é analisada sob várias condições de operação.

## 2.2 ALGORITIMOS BASEADOS EM DESVIO DE CORRENTE

Para superar algumas das desvantagens observadas previamente nos métodos de localização de faltas, Trindade *et al.* (2013) propõem um método robusto de localização de faltas que explora a capacidade de medição de queda de tensão de medidores inteligentes e a fundamentos de tensões da teoria do curto-circuito. Uma vez que uma falta é detectada e classificada, o método proposto pode ser usado para localizar faltas no sistema de distribuição usando SMs instalados na rede primária.

Dan *et al.* (2020) propõem um novo algoritmo de localização de faltas para redes de distribuição baseado na direção abrupta da corrente. A localização da falta é determinada com base na direção da corrente de curto-circuito e na magnitude da corrente de curto-circuito. O algoritmo matricial é utilizado para localizar a falta, e o sentido da corrente de curto-circuito do terminal de detecção na rede é tomado como referência. Com base na diretividade da rede de distribuição, a continuidade e a diretividade da sobrecorrente de falta são combinadas para determinar a localização da falta.

Pang *et al.* (2021), propõem um algoritmo de localização de falta à terra para rede de distribuição usando análise de corrente. As informações de falta podem ser obtidas pelos equipamentos de medição já instalados em nós críticos e na geração. O modelo proposto ilustra a relação de equilíbrio do fluxo de corrente na distribuição com fontes renováveis de energia. Os critérios denominados para desvio de corrente são propostos para a localização rápida de áreas em falta e a localização precisa de nós em falta.

## 2.3 ALGORITIMOS BASEADOS EM DESVIOS DE TENSÃO E DE CORRENTE

Em Lotfifard *et al.* (2011), uma abordagem de localização de faltas para sistemas de distribuição é proposta com base em dados coletados de medidores instalados em alguns pontos ao longo do alimentador. Esses medidores devem ser capazes de capturar fasores de tensão. Uma rede telefônica ou alguma outra rede de comunicação pode ser usada para transmitir os dados armazenados para o centro de controle.

Em Chen e Jiao (2018), com base nas características da rede de distribuição, um método preciso de localização de faltas da rede de distribuição é desenvolvido usando um número limitado  $\mu$ PMUs. O método inclui duas etapas: primeiro, com base no modelo de parâmetros de distribuição, após a ocorrência das faltas, as informações

de tensão e corrente das  $\mu$ PMUs instaladas no final da linha serão coletadas para calcular a tensão à montante do ponto de ramificação, se na linha em falta existir ramificação de falta, a tensão à jusante da ramificação de falta será anormal. Então, a distância da falta pode ser calculada com base na distribuição de tensão ao longo das duas extremidades do ramo da falta. A eficácia do algoritmo proposto é verificada por simulação de transientes eletromagnéticos. O resultado da simulação mostrou que o algoritmo proposto usa apenas um número limitado de  $\mu$ PMUs para localizar a falta com precisão, sem a necessidade de  $\mu$ PMUs em ambas as extremidades das linhas, o que não é afetado pela resistência transitória e pelo tipo de falta. Ao garantir alta precisão, o método proposto também é bastante econômico e há perspectivas de aplicação prática.

Em Gholami *et al.* (2019), um novo algoritmo para detecção e identificação de faltas é proposto com base em estimadores de estados ao considerar medições em sistemas com GD. Nesse sentido, como primeiro passo, o processo de estimação de estados tradicional é revisado para ser compatível com as condições de falta. Em seguida, é apresentado um algoritmo de localização de falta baseado em estimador de estado revisado, que atende a detecção da localização da falta após o diagnóstico da zona em falta. Para este fim, sincrofasores de tensão e de corrente medidos por  $\mu$ PMUs e os resultados dos estimadores de estado pré-falta são utilizados e, de acordo com os índices residuais de medição calculados, a localização correta da falta é diagnosticada. O desempenho dos métodos de localização de falta com estimadores de estado e estimadores de estado revisados são testados ao se aplica-los em uma rede de distribuição com GD. Os resultados mostraram que o método baseado em estimadores de estado revisado é mais preciso e confiável do que os métodos tradicionais em condições de falta e pode determinar com precisão a localização real da falta nos tempos de execução mais baixos em relação aos métodos com estimadores tradicionais.

Não há um consenso sobre o melhor localizador de falta em redes de distribuição com GD. Técnicas modernas são suportadas por sincrofasores ou pela implementação da infraestrutura de monitoramento e controle. No entanto, verifica-se um modo padrão de localização de falta através da comparação de estados medidos e calculados, ou estimados, que permite identificar aquelas regiões da rede de distribuição com maiores probabilidades de ocorrência da falta. No cálculo, ou

estimação dos estados da rede no pós-falta é essencial a análise de curto-circuito em SDEE.

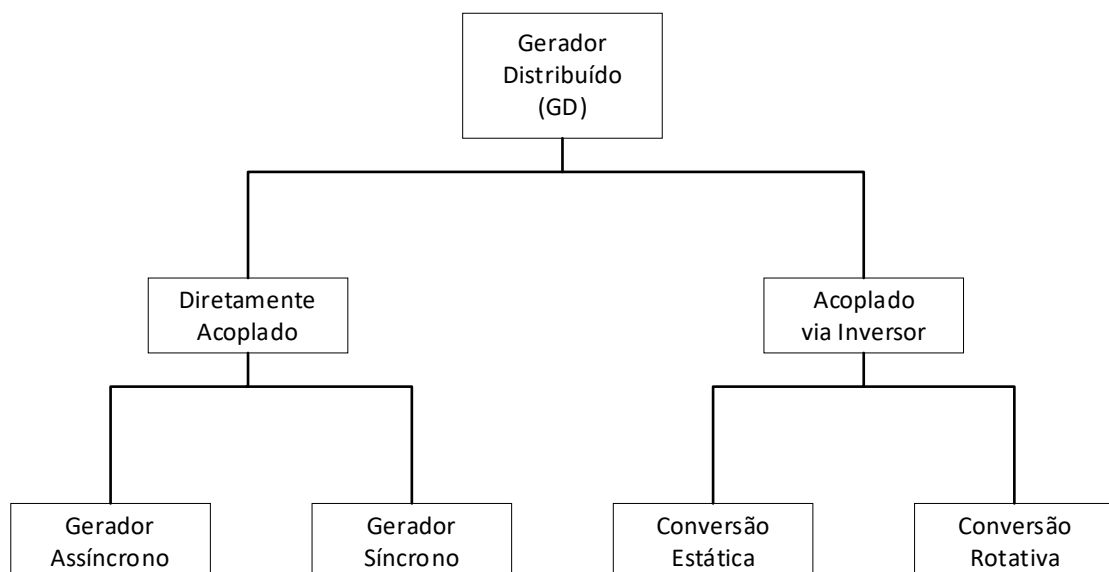
### 3 METODOLOGIA

Os GDs podem apresentar diferentes comportamentos em uma situação de falta no sistema, dependendo de suas características construtivas e também da maneira como são conectadas à rede, uma vez que os dispositivos utilizados como interface com a rede também podem alterar a contribuição dos GDs nas correntes de CC.

Os GDs baseados em inversores apresentam comportamento semelhante, visto que o inversor controla e limita as correntes de CC. Já os GDs rotativos apresentam maior contribuição nas correntes de CC em virtude da tensão remanescente em seus terminais, como também sustentam por maior tempo tais correntes. Sendo assim, as diferentes tecnologias de GDs existentes podem ser divididas em duas categorias: GDs rotativos, que podem ser acoplados diretamente à rede ou através de um transformador; e GDs conectados por meio de conversores eletrônicos.

Na Figura 4 apresenta-se um diagrama classificando os GDs de acordo com as categorias mencionadas. Dessa forma, os GDs rotativos podem ser representados nos modelos de cálculo de CC como uma fonte em série com uma impedância, enquanto os GDs baseados em inversores utilizam fatores multiplicativos para determinar suas contribuições nas correntes de CC.

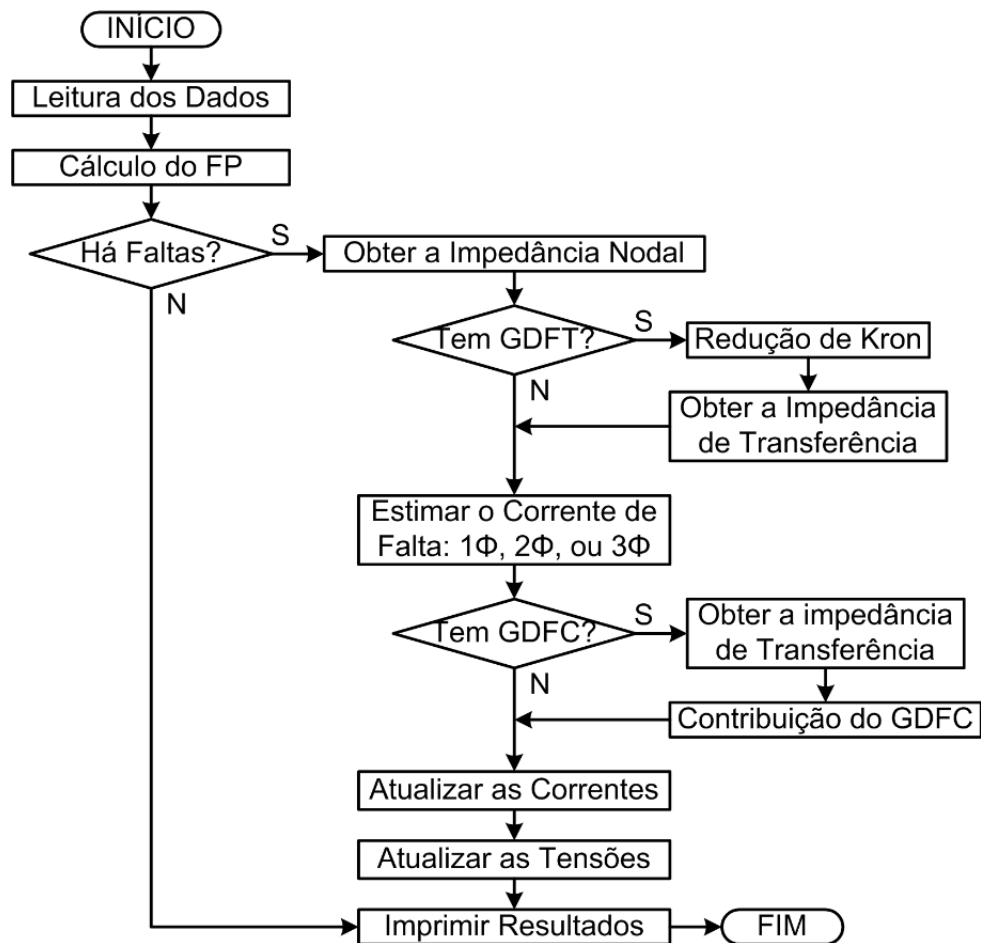
**Figura 4:** Classificação dos geradores distribuídos.



**Fonte:** Adaptado de Reiz (2019).

Os GDs podem ser representados de duas maneiras: como fonte de tensão em série com uma impedância (GDFT) para geradores diretamente acoplados à rede, tendo como exemplo os geradores síncronos e assíncronos, e GDs representados como fonte de corrente (GDFC) para modelos acoplados por meio de inversores, como geradores fotovoltaicos (GFs) (THURNER; BRAUN, 2018). O fluxograma do algoritmo utilizado no cálculo da condição de pós-falta, com os conceitos anteriormente mencionados, é apresentado na Figura 5.

**Figura 5:** Algoritmo implementado para o cálculo do CC.



**Fonte:** Elaboração do Autor.

Do fluxograma proposto, verificam-se quatro etapas fundamentais para a análise de curtos-circuitos em redes de distribuição: determinação da condição de pré-falta através da solução do fluxo de potência, obtenção da matriz de impedância nodal, estimação da corrente de falta para diferentes tipos de curtos-circuitos e determinação da contribuição dos GDs.

### 3.1 FLUXO DE POTÊNCIA

A condição de pré-falta consiste no estado de regime permanente do sistema, isto é, a condição em que a rede opera de modo a qual foi projetada para operar, sem anomalias (ELGERD, 1978). Sempre que as ferramentas de análise do sistema de distribuição são mencionadas, algoritmos de cálculo de fluxo de potência, geralmente têm destaque, porque o fluxo de potência é a ferramenta de análise mais básica (SCHNEIDER *et al.*, 2017).

O principal objetivo do cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica é determinar o estado da rede, como magnitudes das tensões dos nós e das correntes nas linhas, por meio das equações de balanço de potência. Com isso, é possível verificar problemas de tensão e sobrecargas, calcular as perdas gerais e planejar a operação e expansão das redes de distribuição de energia elétrica. O fluxo de potência é determinado a partir dos valores de potência ativa e reativa que são fornecidos pela demanda de carga em cada nó da rede de distribuição e pela capacidade de geração das unidades de GD. Os dados de entrada também incluem a topologia da rede por meio da lista de nós adjacentes e impedâncias de linha.

Os sistemas de distribuição podem ter qualquer número de fases ( $1\phi$ ,  $2\phi$  e  $3\phi$ ), são fracamente malhados e desequilibrados, reduzindo assim o desempenho dos métodos clássicos de cálculo de fluxo de potência. Nas últimas décadas, várias técnicas de análise de fluxo de potência têm surgido como, por exemplo, o método de injeção de correntes proposto por Garcia *et al.* (2000) para a análise de grandes sistemas de distribuição, aplicando o método de Newton e modernas técnicas de esparsidade. A tensão em cada barra é calculada após a especificação da tensão na barra de referência e, então, com a matriz de impedância nodal, a variação incremental da tensão devido a injeção de corrente é calculada em toda a rede.

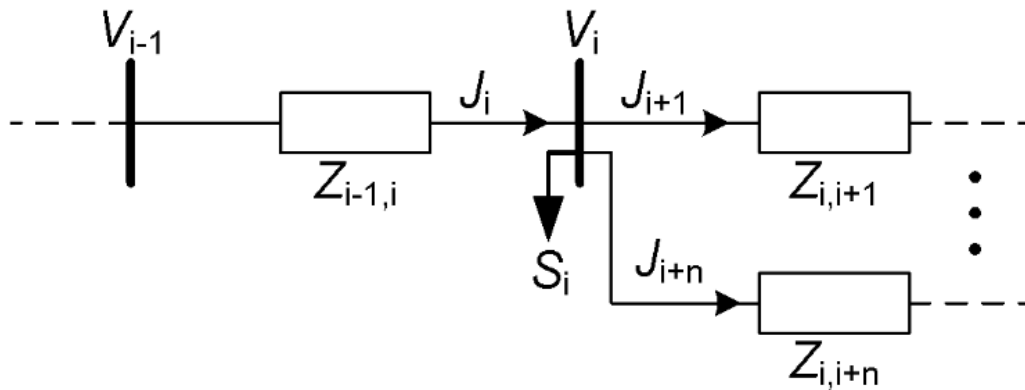
A maioria dos sistemas de distribuição é radial. Portanto, os métodos de varredura tipo *backward/forward*, como em Leite e Mantovani (2015), se beneficiam dessa natureza radial como um método para análise de sistemas de distribuição.

O algoritmo de fluxo de potência deve ser capaz de apresentar uma convergência efetiva para redes não balanceadas, demandando tempo de processamento reduzido. A formulação do fluxo de potência assume o regime permanente e o comportamento dos componentes instalados na rede de distribuição de energia elétrica. A solução de fluxo de potência pode ser determinada usando um método de varredura, denominado fluxo de potência de varredura *backward/forward*,

que reconhecidamente pode responder com uma alta velocidade de execução, necessária para aplicações em tempo quase-real nas ferramentas de automação do sistema de distribuição.

O método de varredura *backward/forward* é inicialmente baseado no cálculo de correntes. Na presença de barras do tipo PQ (potência ativa e reativa conhecidas), a modelagem da rede é não linear; conseqüentemente, o processo de resolução é iterativo. Existe uma forma de organizar as barras da rede em camadas para facilitar a localização dos nós extremos, permitindo a identificação das componentes jusantes e montantes, ou seja, obter a lista de adjacências (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995). Na Figura 6 ilustra-se uma parte da rede de distribuição destacando as tensões e injeções de correntes nas barras e fluxo de corrente através das linhas de distribuição.

**Figura 6:** Parte de uma rede de distribuição com destaque para a *i*-ésima barra.



**Fonte:** Próprio autor.

Nos itens a seguir, são descritos os passos do algoritmo de varredura *backward/forward* de solução do fluxo de potência em redes de distribuição:

- **Corrente Nodal:** a magnitude da tensão de referência e o ângulo de fase são adotados no nó raiz, que também é a tensão inicial nos outros nós da rede de distribuição.

$$\dot{i}_{i,p}^k = \left( \frac{\bar{S}_{i,p}}{\dot{V}_{i,p}^{k-1}} \right)^* - \sum_{q \in \{a,b,c\}} \bar{Y}_{i,p,q}^{sh} \dot{V}_{i,q}^{k-1}, \quad p \in \{a,b,c\} \quad (08)$$

Em (08),  $\bar{S}_{i,p}$  é a injeção de potência.  $\dot{V}_{i,p}^{k-1}$  é a tensão calculada na iteração  $(k-1)$  e  $\bar{Y}_{i,j}^{sh}$  é a admitância total da quantidade de elementos *shunt* no nó  $i$  e  $p$ -ésima fase.

- **Varredura Backward:** a partir da última camada e indo para a primeira camada, do nó raiz, são calculadas as correntes através da  $i$ -ésima ramificação, conforme é dado em (09).

$$\dot{J}_{i,p}^k = -\dot{I}_{i,p}^k + \sum_{m \in \mathbf{M}_i} \dot{J}_{m,p}^k, \quad p \in \{a, b, c\} \quad (09)$$

em que  $\mathbf{M}_i$  é o conjunto de ramificações adjacentes e a jusante conectadas ao nó  $i$ .

- **Varredura Forward:** partindo do nó raiz e indo até as últimas camadas da rede com cálculo da tensão no nó  $i$ .

$$\dot{V}_{i,p}^k = \dot{V}_{i-1,p}^k - \sum_{q \in \{a,b,c\}} \bar{Z}_{i-1,i,p,q} \dot{J}_{i,q}^k, \quad p \in \{a, b, c\} \quad (10)$$

Em (10),  $\dot{V}_{i-1,p}^k$  é a tensão a montante adjacente ao nó  $i$  do ramo com impedância de linha  $\bar{Z}_{i-1,i}$ .

- **Cr  rio de Convergência:** enquanto o valor máximo da parte real ou imaginária da diferença entre a inje  o de potência calculada e especificada em cada nó, por fase, for maior do que a tolerância aceitável,  $\varepsilon_{\Delta S}$ , como em (11), o algoritmo executa as etapas anteriores.

$$\varepsilon_{\Delta S} \geq \max_{p \in \{a,b,c\}} \left( \left| \dot{V}_{i,p}^k \left( \dot{I}_{i,p}^k + \sum_{q \in \{a,b,c\}} \bar{Y}_{i,p,q}^{sh} \dot{V}_{i,q}^k \right)^* - \bar{S}_{i,p} \right| \right) \quad (11)$$

Os GDs podem operar como barra PV ou PQ. Quando o regime de funcionamento    como barra PV, que tem como um dos objetivos principais manter a tensão e suas devidas magnitudes de forma controlada na (barra  $n$ ), imp  o-se um limite de tolerância    um valor especificado de tensão,  $V_{esp}$ . A seguir são apresentados os passos do algoritmo de compensa  o que tem como fun  o controlar a tensão na barra do GD.

- **Passo 1:** A potência ativa gerada,  $P_{GD}$     fixa ao longo do processo iterativo, mas a potência reativa,  $Q_{GD}$ , varia constantemente durante o

processo iterativo, lembrando que na primeira iteração essa variável é nula, e limitada pelo fator de potência do GD.

- **Passo 2:** após o cálculo do fluxo de potência na rede de distribuição, verificam-se os valores de tolerância,  $\varepsilon_{GD}$ . A equação (12) representa esse cálculo:

$$\Delta V_n^k = |\dot{V}_{ESP}| - |\dot{V}_n^k| < \varepsilon_{GD} \quad (12)$$

- **Passo 3:** resolve-se a equação (13) para corrigir a potência reativa.

$$Z_n \Delta I_n^k = |\Delta V_n^k| \quad (13)$$

sendo:

$\Delta I_n^k$  : a injeção de corrente reativa na rede.

A impedância do caminho,  $Z_n$ , que fica entre a barra do gerador ( $n$ ) e a barra da subestação (1), é obtida por (14).

$$Z_n = \sum_{i=n}^1 |\bar{Z}_i| \quad (14)$$

Assim a contribuição de corrente reativa é determinada pela equação (15).

$$\Delta I_{nq}^k = \Delta I_n^k e^{j(\sin^{-1}(\Delta V_n^k / 90^\circ + \theta_{V_n^k}))} \quad (15)$$

sendo:

$\theta_{V_n^k}$ : ângulo do fasor  $\dot{V}_n^k$ .

E a compensação reativa no sistema é determinada pela equação (16).

$$Q_{GD}^{novo} = \text{img}[\dot{V}_n^k (\Delta I_{nq}^k)^*] + Q_{GD}^{anterior} \quad (16)$$

- **Passo 4:** se o processo satisfizer a condição,  $Q_{GD}^{min} < Q_{GD}^{novo} < Q_{GD}^{max}$ , o fluxo de potência é calculado. Enquanto a tensão na barra não atender os parâmetros definidos, é realizada a compensação de energia reativa até o momento que o parâmetro seja satisfeito ou um dos limites de potência reativa seja atingido.

Em geral, os dados de entrada de um algoritmo de cálculo de fluxo de potência correspondem às potências complexas nas barras e a matriz de impedâncias das linhas de distribuição. A resposta do algoritmo é a tensão nas barras e a corrente fluindo pelas linhas. Na análise de CC, assumir as cargas com potência constante pode gerar uma indeterminação numérica pois os perfis de tensão podem ser próximos de zero na vizinhança da região onde ocorreu a falta. Essa dificuldade é solucionada usando o modelo de carga ZIP, como em (17).

$$\bar{S}_i^p = \frac{\bar{S}_i^{NOM}}{3} \sum_{q=0}^2 \left[ \lambda_q \left( \frac{|\dot{V}_i^p|}{|\dot{V}_i^{NOM}|} \right)^q \right] \quad (17)$$

Sendo,  $\bar{S}_i^{NOM}$  a potência complexa nominal trifásica e  $|\dot{V}_i^{NOM}|$  a tensão nominal trifásica da barra  $i$ . O índice  $q$  indica o comportamento da carga:  $q = 0$  (potência constante),  $q = 1$  (corrente constante) e  $q = 2$  (impedância constante). Além disso, uma carga pode ter os três comportamentos simultaneamente ponderados por um fator  $\lambda = \sum_0^q \lambda_q$  cuja a soma é igual à unidade.

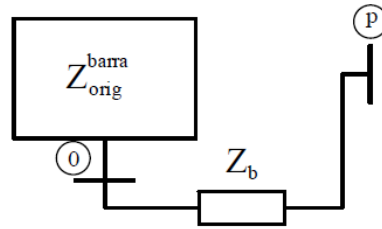
## 3.2 CÁLCULO DE CC

### 3.2.1 Matriz de Impedância Nodal

A matriz de impedância nodal ou matriz de CC, pode ser construída elemento a elemento com auxílio de um algoritmo simples, capaz de inserir um elemento por vez na representação do sistema. A dimensão da matriz depende inicialmente do número de fases e barras do sistema. Os elementos da diagonal principal dessa matriz contêm a impedância equivalente de todas as barras em relação à barra de referência, enquanto os elementos fora da diagonal principal correspondem à impedância de transferência entre cada barra do sistema (SATO; FREITAS, 2015).

No processo de construção da matriz de impedância de barra, as fontes de tensão devem ser aterradas e as fontes de corrente retiradas do circuito. Assim, a primeira submatriz da diagonal principal,  $\mathbf{Z}_{11}^B$ , é montada com base na Figura 7. Tal variável refere-se à primeira impedância que liga o nó de referência à primeira barra do sistema, ou seja, a impedância equivalente correspondente às impedâncias de geração, transmissão e do transformador da subestação, representadas por  $\mathbf{Z}_{tr}$ .

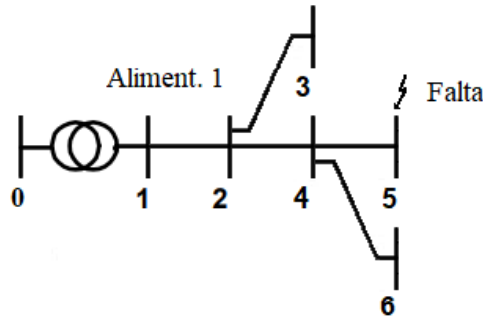
**Figura 7:** Modelo para adicionar  $Z_b$  de uma nova barra  $p$  ao nó de referência.



**Fonte:** Grainger e Stevenson (1997).

Considerando o sistema exemplo mostrado na Figura 8, pode-se ilustrar a construção da matriz de impedância de barra de uma rede de distribuição.

**Figura 8:** Sistema ilustrativo de 6 barras.



**Fonte:** Reiz (2019).

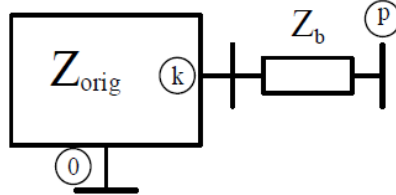
A matriz indicada na equação (18) é construída elemento a elemento, onde estes são submatrizes justapostas. Para cada nova barra considerada no modelo, ocorre o processo de construção das submatrizes de transferência e da submatriz de barra da diagonal principal, ambas relacionadas com a nova barra.

$$Z_{barra} = \begin{bmatrix} Z_{tr} & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B \\ Z_{11}^B & Z_{11}^B + Z_{12}^l & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B + Z_{23}^l & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B + Z_{24}^l & Z_{44}^B & Z_{44}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B + Z_{45}^l & Z_{44}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B + Z_{46}^l \end{bmatrix} \quad (18)$$

Na Figura 9 apresenta-se o exemplo de uma matriz de impedância nodal de uma rede existente,  $Z_{orig}$ , assim como um novo ramo conectado com impedância  $Z_b$  (GRAINGER; STEVENSON, 2003). Nessa figura,  $k$  e  $p$  referem-se a uma barra

existente na rede e uma nova, respectivamente. O processo de construção das matrizes referentes à nova barra é indicado na equação (19).

**Figura 9:** Modelo para adicionar  $Z_b$  de uma nova barra p em uma barra existente k.



Fonte: Grainger e Stevenson (2003).

$$Z_{barra} = \begin{bmatrix} Z_{orig}^B & Z_{1k}^B \\ & Z_{2k}^B \\ & \vdots \\ & Z_{Nk}^B \\ Z_{k1}^B & Z_{k2}^B & \dots & Z_{kN}^B & Z_{kk}^B + Z_b \end{bmatrix} \quad (19)$$

A matriz de impedância nodal permite a estimação da corrente de falta. Por exemplo, para um curto-circuito trifásico franco, o vetor da corrente de falta,  $J_f$ , pode ser estimado usando o vetor da tensão de pré-falta, obtido da solução fluxo de potência, na barra em falta,  $V_f(0)$ , como dado em (20).

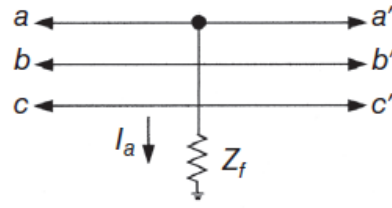
$$J_f = Z_{ff}^B{}^{-1} V_f(0) \quad (20)$$

Assim, após a determinação da matriz de impedância de barra, o cálculo da corrente de CC pode ser realizado, porque a submatriz da barra de falta é a própria impedância de Thévenin do nó com falta em relação à barra de referência. Como as faltas podem ser monofásicas ( $1\phi$ ), bifásicas ( $2\phi$ ) ou trifásicas ( $3\phi$ ), no caso da estimação de faltas assimétricas pode-se fazer uma aplicação das componentes simétricas (DAS, 2017).

### 3.2.2 Faltas Monofásicas

Considere a Figura 10, para uma falta monofásica.

A fase em falta é a fase a, e as correntes nas fases b e c são zero e a tensão na fase em curto-circuito é dada por  $V_a = I_a Z_f$ . As componentes de sequência de corrente são dadas por (21):

**Figura 10:** Falta monofásica.

Fonte: Das (2017).

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a \\ I_a \\ I_a \end{bmatrix} \quad (21)$$

E também,

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{1}{3} I_a \quad (22)$$

$$3I_0 Z_f = V_0 + V_1 + V_2 = -I_0 Z_0 + (V_a - I_1 Z_1) - I_2 Z_2 \quad (23)$$

Resultando em,

$$I_0 = \frac{V_a}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad (24)$$

A corrente de falta  $I_a$  é dada por (25):

$$I_a = 3I_0 = \frac{3V_a}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad (25)$$

As impedâncias de sequência zero, positiva e negativa, são obtidas através da matriz de transformação  $T_S$ , como em (26).

$$\mathbf{Z}_{012} = \mathbf{T}_S^{-1} \mathbf{Z}_{abc} \mathbf{T}_S \quad (26)$$

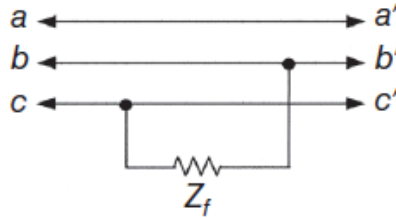
As matrizes  $\mathbf{Z}_{012}$  e  $\mathbf{Z}_{abc}$  são complexas e quadradas de dimensão 3. Como a matriz original corresponde à impedância nodal da barra em falta, ou seja,  $\mathbf{Z}_{abc} = \mathbf{Z}_{ff}^B$ , então a tensão necessária para estimar a corrente da falta monofásica em (24) é a tensão na fase em falta calculada pela solução do fluxo de potência:  $V_a = V_f^a(0)$ . Assim, o vetor da corrente de falta pode ser obtido por (27):

$$\mathbf{J}_f = [I_a \quad 0 \quad 0]^T \quad (27)$$

### 3.2.3 Faltas Bifásicas

Considere a Figura 11, uma falta bifásica. As fases b e c sofrem um curto circuito através de uma impedância  $Z_f$ .

**Figura 11:** Falta bifásica.



Fonte: Das (2017).

As componentes de corrente são dadas por (29):

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -I_c \\ I_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 0 \\ -\alpha + \alpha^2 \\ -\alpha^2 + \alpha \end{bmatrix} \quad (29)$$

Da equação (29),  $I_a = 0$  e  $I_b = -I_c$ . Então,

$$V_b - V_c = (\alpha^2 - \alpha)(V_1 - V_2) = (\alpha^2 I_1 + \alpha I_2) Z_f = (\alpha^2 - \alpha) I_1 Z_f \quad (30)$$

Isto é,

$$V_1 - V_2 = I_1 Z_f \quad (31)$$

e

$$I_1 = \frac{V_a}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (32)$$

A corrente de falta é dada pela equação (33):

$$I_b = -I_c = \frac{-j\sqrt{3}V_a}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (33)$$

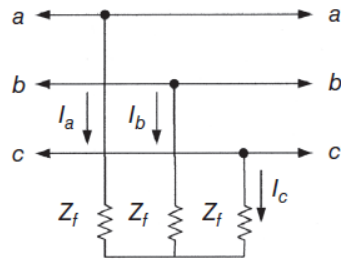
Assumindo,  $\mathbf{Z}_{abc} = \mathbf{Z}_{ff}^B$ , e  $V_a = V_f^a(0)$  então o vetor da corrente de falta pode ser obtido por (34):

$$\mathbf{J}_f = [0 \quad -I_c \quad I_c]^T \quad (34)$$

### 3.2.4 Faltas Trifásicas

Considere a Figura 12, para uma falta trifásica.

**Figura 12:** Falta trifásica.



Fonte: Das (2017).

A soma vetorial das correntes é nula, ao considerar-se como uma falta simétrica e sem caminho para o terra. A componente de sequência zero da corrente, é dada pela equação (35).

$$I_0 = I_a + I_b + I_c = 0 \quad (35)$$

Como a falta é simétrica,

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (36)$$

A sequência de tensões é dada pela equação (29):

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (37)$$

As correntes de curto circuito são dadas pela equação (38):

$$\begin{aligned} I_a = I_1 &= \frac{V_a}{Z_1 + Z_f} \\ I_b &= \alpha^2 I_1 \\ I_c &= \alpha I_1 \end{aligned} \quad (38)$$

Assumindo a matriz diagonal da impedância de falta,  $Z_f$ , o vetor da corrente de falta pode também ser estimado por (39).

$$J_f = (Z_{ff}^B + Z_f)^{-1} V_f(0) \quad (39)$$

Em SDEEs com GDs conectados, a matriz de impedância de barra precisa ser recalculada. Tal ajuste é realizado com uso da redução de Kron, técnica geralmente utilizada para reduzir as barras dos sistemas que possuem injeção de corrente nula ou para transferir os efeitos do cabo neutro para as fases, podendo ser estendida para considerar os efeitos provocados pela presença dos GDs.

### 3.2.5 Determinação da Contribuição dos GDs

Os GDs podem ser representados de duas maneiras: como fonte de tensão em série com uma impedância (GDFT) para geradores diretamente acoplados na rede, tendo como exemplo os geradores síncronos e assíncronos, e GDs representados como fonte de corrente (GDFC) para modelos acoplados por meio de inversores, como GFs (THURNER; BRAUN, 2018).

#### 3.2.5.1 GDs como Fonte de Tensão

Para GDFTs, considera-se uma barra fictícia de ligação do gerador com a rede, elevando a dimensão da matriz de impedância de barra para cada GDFT existente no SDEE. Assim, para manter a dimensão correta da matriz e considerar o efeito dos GDFTs, a redução de Kron é utilizada.

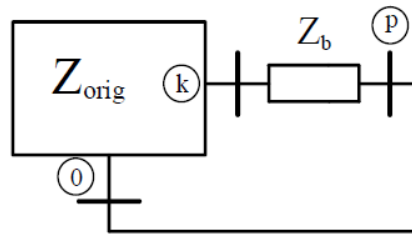
No sistema exemplo da Figura 8 considera-se a existência de um GDFT conectado à barra 6. A construção da matriz de impedância de barra nesse caso não pode ser realizada seguindo a numeração por camadas, pois a redução de Kron poderia alterar o valor de uma ou mais impedâncias indevidamente porque não haveria distinção da seção que liga a subestação ao GD com os demais ramos da rede. No sistema exemplo, se a redução de Kron for realizada seguindo a numeração por camadas, as submatrizes relacionadas com a barra 3 seriam modificadas indevidamente.

Para contornar o problema da numeração por camadas, um algoritmo com a função de avaliar a profundidade das seções que ligam os GDs à subestação é utilizado. Dessa forma, as barras envolvidas nessas seções são inseridas primeiro na matriz, garantido a realização da redução de Kron somente na seção que liga a subestação ao GD. Além disso, em sistemas com  $n$  GDs, a redução de Kron é

realizada  $n$  vezes, modificando a impedância de cada GD  $n-i$  vezes, sendo  $i$  a ordem de proximidade do  $i$ -ésimo GD com a subestação, do mais próximo ao mais distante. Esse procedimento garante a correta realização da operação de redução, independentemente do número de GDs instalados no sistema.

Na Figura 13 tem-se um exemplo onde uma impedância  $Z_b$  está ligada em uma barra existente  $k$  que está conectada ao nó de referência. Tal exemplo é equivalente a inserção das submatrizes relacionadas com o GDFT na matriz de impedância nodal. A construção dos elementos da matriz ocorre conforme apresentado em (18), com a diferença da posterior realização da redução de Kron.

**Figura 13:** Modelo para adicionar  $Z_b$  de uma barra existente  $k$  ao nó de referência.



**Fonte:** Grainger e Stevenson (2003).

No exemplo da Figura 8, com um GDFT conectado na barra 6, a matriz de impedância de barra antes da redução fica organizada como indicado em (40), onde apenas as submatrizes relacionadas às barras da seção que conecta a subestação com o GDFT são incluídas. Os elementos da última linha e coluna estão relacionados com o GDFT e ocupam essa posição temporariamente. Após a realização da redução de Kron, a matriz de submatrizes em (40) retorna à dimensão original e o processo de construção de  $Z_{barra}$  continua normalmente.

$$Z_{barra} = \begin{bmatrix} Z_{tr} & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B \\ Z_{11}^B & Z_{11}^B + Z_{12}^l & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B + Z_{24}^l & Z_{44}^B & Z_{44}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B + Z_{46}^l & Z_{66}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{44}^B & Z_{66}^B & Z_{66}^B + Z_{GD} \end{bmatrix} \quad (40)$$

Na etapa de redução de Kron é importante ressaltar duas observações: em primeiro lugar, se houver mais de um GDFT na rede, a operação indicada em (40) deve ser realizada novamente, nesse caso as demais barras que conectam a subestação com o próximo GDFT devem ser adicionadas antes da nova redução de

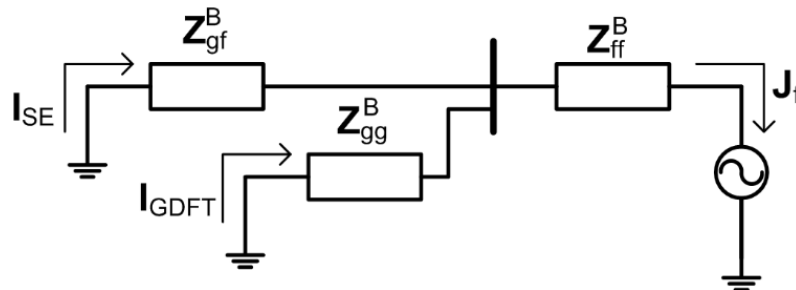
Kron. Em segundo lugar, redução de Kron só pode ser realizada para GDFTs com tensão controlada (PV), pois no método de construção da matriz as fontes de tensão são curto-circuitadas, logo, assume-se que os GDFTs possuem a mesma tensão da subestação. Se a mesma operação for realizada com geradores do tipo PQ, os resultados serão inconsistentes fisicamente.

A operação de redução é realizada em cada submatriz com auxílio da expressão (41). Nessa relação, todas as impedâncias referem-se à submatrizes da matriz de impedância de barras, salvo  $\bar{Z}_{GD}$  que é a impedância do próprio gerador. Tem-se  $\bar{Z}_{hi}$  como a impedância de transferência da barra  $h$  em relação a barra  $i$ , ou como a impedância equivalente, caso  $h=j$ .  $\bar{Z}_{kk}$  refere-se à impedância equivalente da barra na qual o GD está conectado. Por fim,  $\bar{Z}_{h(N+1)}$  e  $\bar{Z}_{(N+1)i}$  são impedâncias de transferência da barra  $h$  e  $i$ , respectivamente, em relação a barra do GD que se encontra na posição  $(N+1)$ .

$$\bar{Z}_{hi}^{atual} = \bar{Z}_{hi} - \frac{\bar{Z}_{h(N+1)}\bar{Z}_{(N+1)i}}{\bar{Z}_{kk} + \bar{Z}_{GD}} \quad (41)$$

Após a realização da redução de Kron para cada GD instalado no sistema em sua respectiva ordem de profundidade, a matriz de impedância de barra retorna à sua dimensão original, equivalente ao número de nós do SDEE sob análise, permitindo a continuidade do processo de cálculo de CC. Na Figura 14 demonstram-se as direções das correntes da subestação (SE) e do GDFT que compõem a corrente de falta.

**Figura 14:** Direções das correntes na barra de transferência para GDFT.



**Fonte:** Elaboração do autor.

Após a estimação da corrente de falta,  $J_f$ , usando (39), por exemplo, a contribuição do GDFT,  $I_{GDFT}$ , e a parcela da subestação,  $I_{SE}$ , são determinadas usando (42) e (43), respectivamente.

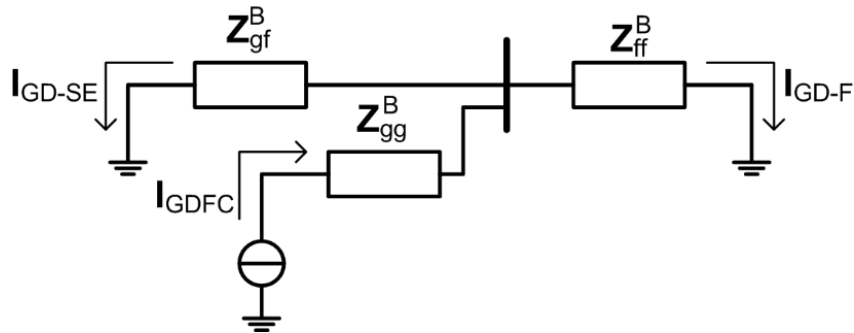
$$I_{GDFT} = (Z_{gg}^B)^{-1} Z_{gf}^B J_f \quad (42)$$

$$I_{SE} = J_f - I_{GDFT} \quad (43)$$

### 3.2.5.2 GDs como Fonte de Corrente

Para calcular a contribuição do GDFC na corrente de falta todas as fontes de tensão estão em curto-circuito e somente as fontes de corrente são consideradas. Na Figura 15, ilustram-se as direções das correntes.

**Figura 15:** Direções das correntes na barra de transferência para GDFC.



**Fonte:** Elaboração do autor.

A expressão (44) deve ser utilizada, onde  $I_{GD-F}$  refere-se à contribuição para a corrente de CC do GD conectado à rede via inversores,  $Z_{ff}^B$  representa a impedância de barra do nó com defeito,  $Z_{gf}^B$  trata-se da impedância de transferência do gerador  $g$  em relação à barra em falta,  $f$ , e  $I_{GDFT}$  refere-se à corrente injetada pelo gerador na condição pré-falta, previamente multiplicado por um fator  $\lambda$ , necessário para corrigi-la devido a situação de CC (THURNER; BRAUN, 2018).

$$I_{GD-F} = (Z_{ff}^B)^{-1} Z_{gf}^B I_{GDFT} \quad (44)$$

A parcela da corrente fornecida pelo GDFC que flui para subestação é dada por (45).

$$I_{GD-SE} = I_{GDFT} - I_{GD-F} \quad (45)$$

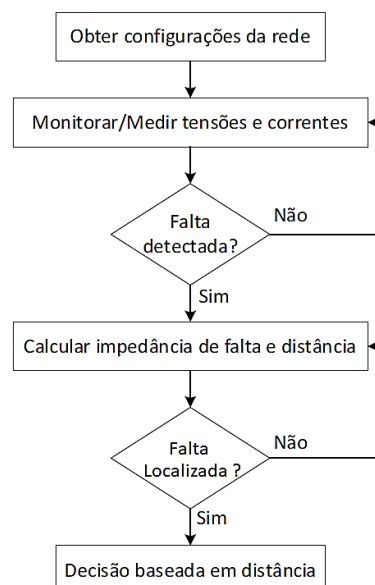
Conhecendo as barras de transferência entre os GDs e a barra em falta, é possível determinar os seguintes caminhos: da subestação à barra de transferência, da barra com GD à barra de transferência, e, da barra de transferência à barra em

falta. As correntes nos ramos pertencentes a esses caminhos são atualizadas conforme as direções estabelecidas nas Figuras 14 e 15. Em seguida, as tensões nas barras são atualizadas.

### 3.3 MÉTODO PROPOSTO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

O método de localização de faltas baseado em impedância está entre os mais comuns para localização de faltas em sistemas de distribuição radiais, que medem tensões e correntes em uma extremidade ou duas extremidades da linha e usa análise matemática (SENGER *et al.*, 2005). De acordo com Zimmerman e Costello (2006), métodos *single-ended* usam um algoritmo muito simples e não precisam de um canal remoto de comunicação para coleta de dados, mas a precisão da estimativa é afetada pela combinação dos efeitos da resistência de falta e carga, acoplamento mútuo de sequência zero, erros de modelagem, não homogeneidade do sistema e imprecisões das medições do relé. Por outro lado, métodos *double-ended* podem ser mais precisos, mas requerem dados de ambos os terminais. Na Figura 16 ilustra-se um diagrama de blocos simplificado para localizar faltas na rede de distribuição baseada em impedâncias.

**Figura 16:** Fluxograma para a localização de falta baseada em impedância.



**Fonte:** Adaptado de Shafiullah e Abido (2017)

#### 3.3.1 Localização de Faltas usando Técnicas de Programação Não-Linear

Inicialmente, a impedância medida na subestação,  $\bar{Z}_{SE}$ , é comparada com os valores de impedância calculados,  $\bar{Z}_{SE,i}$ , para a falta incidindo em diferentes regiões

da rede de distribuição. Cada região é representada por uma barra  $b_i$  que define uma vizinhança e é organizada em um vetor de barras candidatas,  $\Omega_B$ . A determinação da localização da falta pode ser determinada minimizando o erro da estimativa da impedância de falta, como dado de (46) a (48).

$$\varepsilon_{Z,i} = |R_{SE} - \hat{R}_{SE,i}| + |X_{SE} - \hat{X}_{SE,i}| \quad (46)$$

sendo

$$\bar{Z}_{SE} = \dot{V}_{SE}^{med} / j_{SE}^{med} = R_{SE} + jX_{SE} \quad (47)$$

$$\bar{Z}_{SE,i} = \dot{V}_{SE,i}^{calc} / j_{SE}^{calc} = \hat{R}_{SE,i} + j\hat{X}_{SE,i} \quad (48)$$

Em (48),  $\dot{V}_{SE,i}^{calc}$  e  $j_{SE}^{calc}$  são obtidos através da análise de curto-circuito, conforme o fluxograma da Figura 5, em que as resistências de falta são dadas por (49) e (50).

$$R_{f,i} = \begin{cases} R_{SE} - \Re\{\bar{Z}_f\}, & R_{SE} > \Re\{\bar{Z}_f\} \\ 0, & R_{SE} \leq \Re\{\bar{Z}_f\} \end{cases} \quad b_i \in \Omega_B \cup \Omega_b \quad (49)$$

$$\bar{Z}_f = \begin{cases} \bar{Z}_{ii,pp}^B, & \text{se falta é monofásica ou trifásica} \\ \bar{Z}_{ii,pp}^B + \bar{Z}_{ii,qq}^B - \bar{Z}_{ii,pq}^B - \bar{Z}_{ii,qp}^B, & \text{se falta é bifásica entre fases } p \text{ e } q \end{cases} \quad (50)$$

O Quadro 1 apresenta o pseudocódigo da rotina para a busca de vizinhança assumindo a minimização do erro na estimativa da impedância de falta.

**Quadro 1:** Pseudocódigo do algoritmo de busca da vizinhança.

```

01- INICIO BuscaVizinhança( $R_{SE}$ ,  $X_{SE}$ )
02-   Construir a lista de barras candidatas  $\Omega_B$ 
03-   PARA CADA barra  $b_i$  em  $\Omega_B$  FAÇA
04-       Determinar o valor de  $R_{f,i}$ 
05-       Resolver o fluxo de potência
06-       Calcular o curto-circuito
07-       Estimar o erro  $\varepsilon_{Z,i}$ 
08-       SE  $\varepsilon_{Z,i} < \varepsilon_Z^{MIN}$  ENTÃO
09-            $\varepsilon_Z^{MIN} = \varepsilon_{Z,i}$ 
10-            $R_{f,f} = R_{f,i}$ 
11-            $b_f = b_i$ 
12-       FIM SE
13-   FIM PARA CADA
14-   RETORNA  $b_f$ ,  $R_{f,f}$  e  $\varepsilon_Z^{MIN}$ 

```

Em (46),  $\varepsilon_{Z,i}$  é o erro da estimativa da impedância calculado para falta incidindo na  $i$ -ésima barra  $b_i$  com resistência de falta,  $R_{f,i}$ , calculada em (49) definida para diferentes tipos de falta, como em (50). A minimização do erro da estimativa possibilita encontrar a região próxima à barra em falta usando um algoritmo de busca da vizinhança, i.e. minimizar  $\varepsilon_{Z,i}$  para  $b_i \in \Omega_B$ .

Conforme o algoritmo de busca da vizinhança, após encontrar a vizinhança, a próxima etapa da metodologia proposta consiste na busca da barra em falta dentro da vizinhança, i.e., minimizar  $\varepsilon_{Z,i}$  para  $b_i \in \Omega_b$ . A busca da barra em falta na vizinhança definida por  $b_f$  pode levar a uma solução ótima local. O parâmetro  $\varphi$  evita isto determinando o número de barras candidatas à montante para  $b_f$  tal que  $\Omega_\varphi \subset \Omega_B$ . No Quadro 2 apresenta-se o pseudocódigo da rotina para encontrar a barra em falta e a resistência de falta.

**Quadro 2:** Pseudocódigo do algoritmo de busca da barra.

```

01- INICIO BuscaBarra( $R_{SE}, X_{SE}, \Omega_\varphi$ )
02-   PARA CADA  $b_m \in \Omega_\varphi$  FAÇA
03-     empilhar( $b_m$ )
04-   ENQUANTO fila não está vazia FAÇA
05-      $b =$  desempilhar()
06-     PARA CADA  $b_i$  à jusante de  $b$  FAÇA
07-       enfileire( $b_i$ )
08-        $R_{f,i} \Rightarrow$  Fluxo de Potência  $\Rightarrow$  Curto Circuito  $\Rightarrow \varepsilon_{Z,i}$ 
09-       SE  $\varepsilon_{Z,i} < \max_{j \in \Omega_m} \{\varepsilon_{Z,i}\}$  ENTÃO
10-         Troque  $b_j$  por  $b_i$  em  $\Omega_m$ 
11-       FIM SE
12-     FIM PARA CADA
13-   FIM ENQUANTO
14-   PARA CADA  $b_i$  em  $\Omega_m$  FAÇA
15-     ENQUANTO  $k \leq k^{MAX}$  E  $\varepsilon_{Z,i} > \varepsilon_{Z,i}^{min}$  FAÇA
16-       Atualize  $R_{f,i}^k$  usando (51)
17-       Fluxo de Potência  $\Rightarrow$  Curto Circuito  $\Rightarrow \varepsilon_{Z,i}$ 
18-       SE  $\varepsilon_{Z,i} < \varepsilon_{Z,i}^{min}$  ENTÃO
19-          $(\varepsilon_{Z,i}^{min}, b_f, R_{f,f}) \leftarrow (\varepsilon_{Z,i}, b_i, R_{f,i}^k)$ 
20-       FIM SE
21-     FIM ENQUANTO
22-   FIM PARA CADA
23- FIM PARA CADA

```

O procedimento explora a vizinhança de  $b_m \subset \Omega_\varphi$  usando o algoritmo de busca em largura, ou camada (em Inglês, *Breadth-First Search* – BFS) (DROZDEK,2012) para encontrar um conjunto  $\Omega_m$  de barras com a provável barra em falta. Para cada  $i$ -ésima barra em  $\Omega_m$ , um processo iterativo é iniciado para atualizar a resistência de falta.

A estrutura de repetição entre as linhas 15 e 21 do pseudocódigo no Quadro 2, permite buscar pelo o valor da resistência de falta em função do erro de estimativa da impedância de falta. Na primeira iteração,  $k=1$ , o processo é iniciado com  $\varepsilon_Z^0 = \varepsilon_Z^{MIN}$  e  $R_f^0 = R_{f,f}$ . Esse primeiro ponto da curva relacionando o erro de estimativa como a resistência de falta é conhecido, enquanto um segundo ponto é obtido assumindo  $R_f^1 = 1.1R_{f,i}$ . Com esses dois pontos e usando (50) é possível determinar um valor da resistência de falta que mais se aproxima do erro de estimativa nulo.

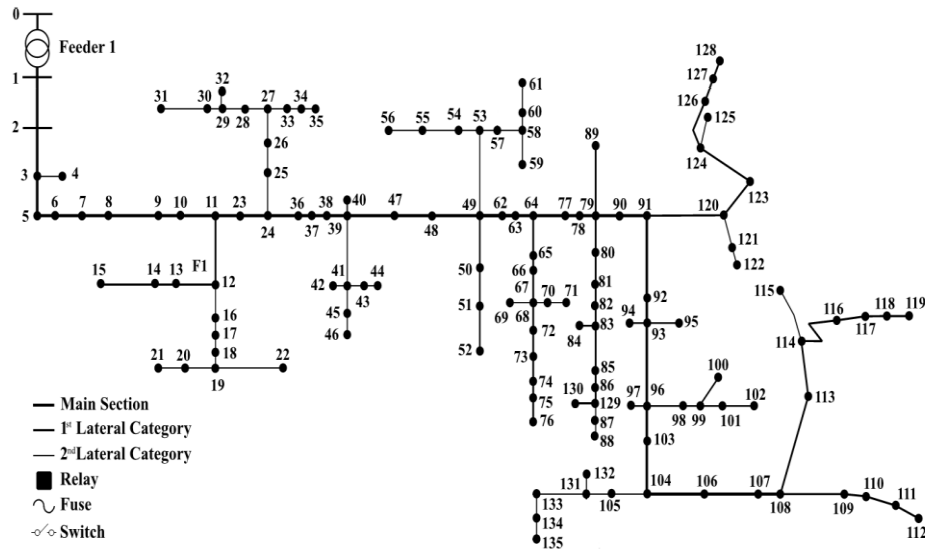
$$R_f^{k+1} = R_f^{k-1} - \frac{R_f^k - R_f^{k-1}}{\varepsilon_Z^k - \varepsilon_Z^{k-1}} \varepsilon_Z^{k-1} \quad (51)$$

Esse processo de busca do valor da resistência de falta corresponde ao método da secante (RAO, 2019) que pode ser considerado uma aproximação por diferenças finitas do método de Newton.

## 4 RESULTADOS

A Figura 17 representa o diagrama unifilar de um alimentador de distribuição prático de uma concessionária de energia elétrica no Brasil. É uma rede de distribuição aérea típica com magnitude da tensão de linha de 13,8 kV na barra de subestação. O alimentador é trifásico e possui 135 barras.

**Figura 17:** Diagrama unifilar da rede de distribuição com 135 barras.

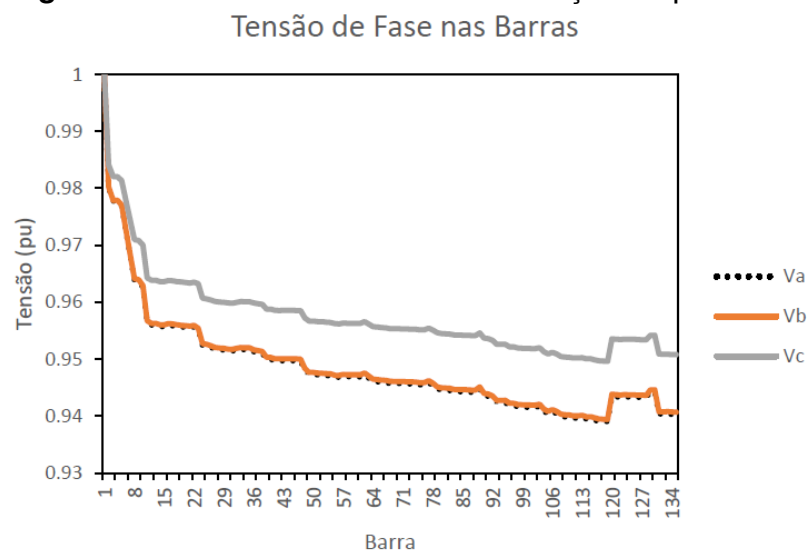


Fonte: LaPSEE (2022).

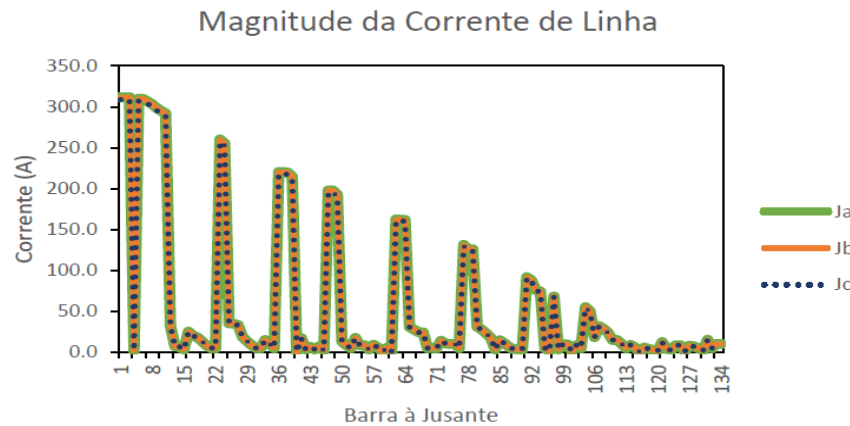
### 4.1 RESULTADOS DO FP

Os resultados para o fluxo de potência sem GD, em termos de tensão e corrente, são mostrados nas Figuras 18 e 19.

**Figura 18:** Tensão nas barras na condição de pré-falta.



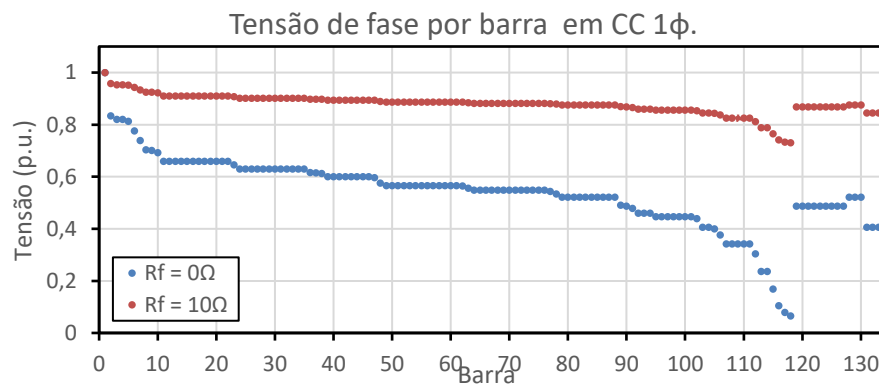
Fonte: Elaboração do autor.

**Figura 19:** Magnitude das correntes na condição de pré-falta.

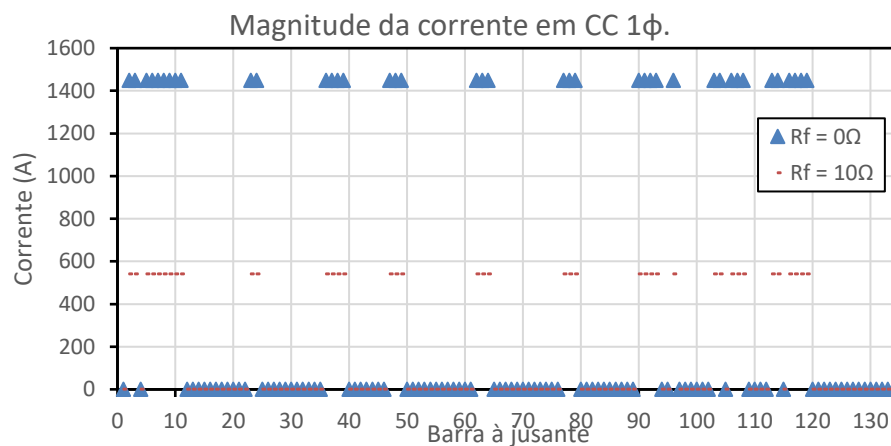
Fonte: Elaboração do autor.

#### 4.2 RESULTADOS DO CC

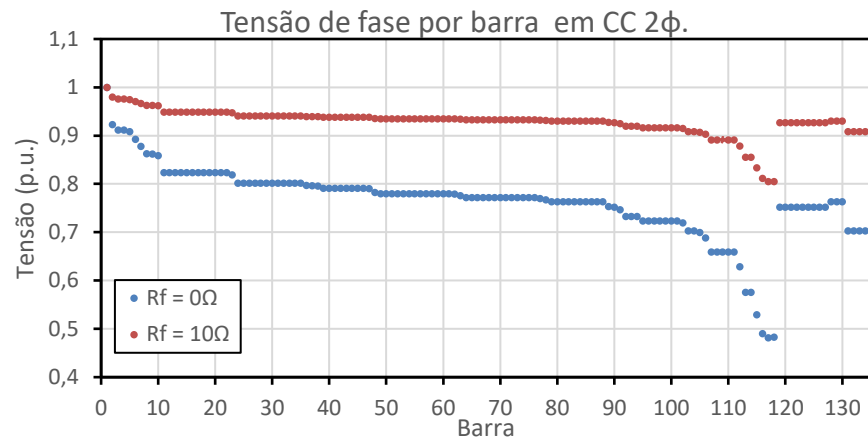
Os resultados para o CC sem GD e impedâncias de falta de  $0\Omega$  e  $10\Omega$  na barra 118, em termos de tensão e corrente, são mostrados das Figuras 20 a 25.

**Figura 20:** Tensão por barra no CC monofásico na barra 118.

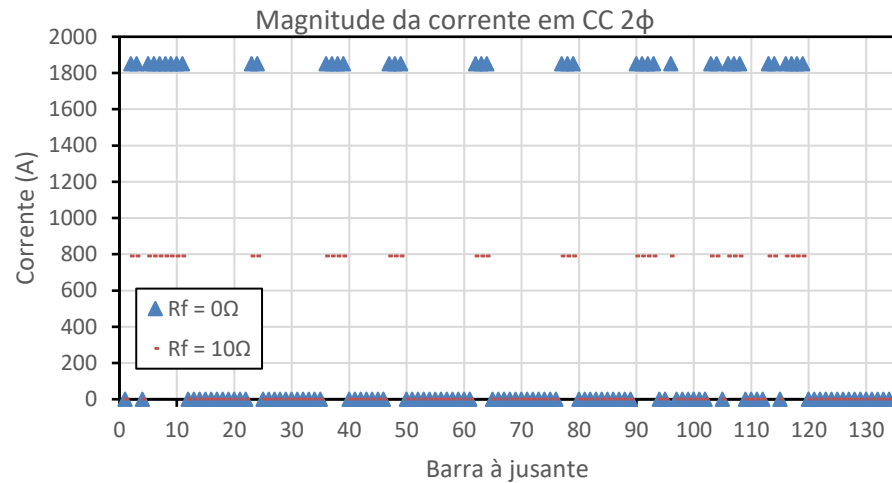
Fonte: Elaboração do autor.

**Figura 21:** Magnitude da corrente em CC monofásico na barra 118.

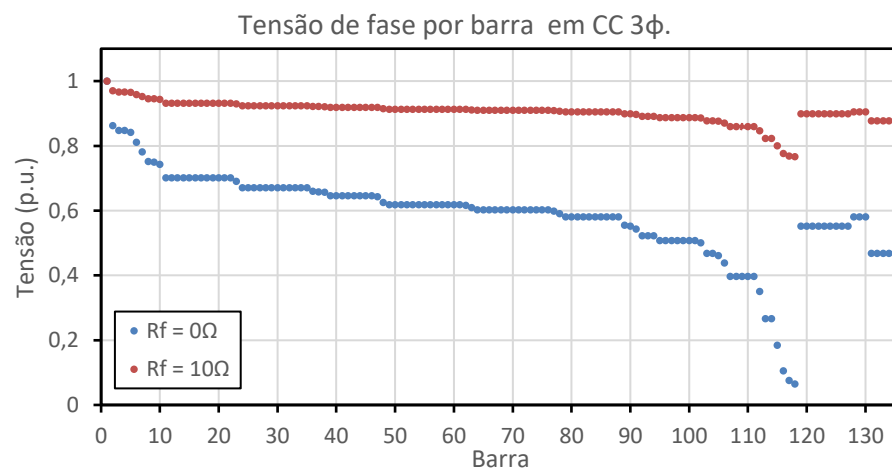
Fonte: Elaboração do autor.

**Figura 22:** Tensão por barra no CC bifásico na barra 118.

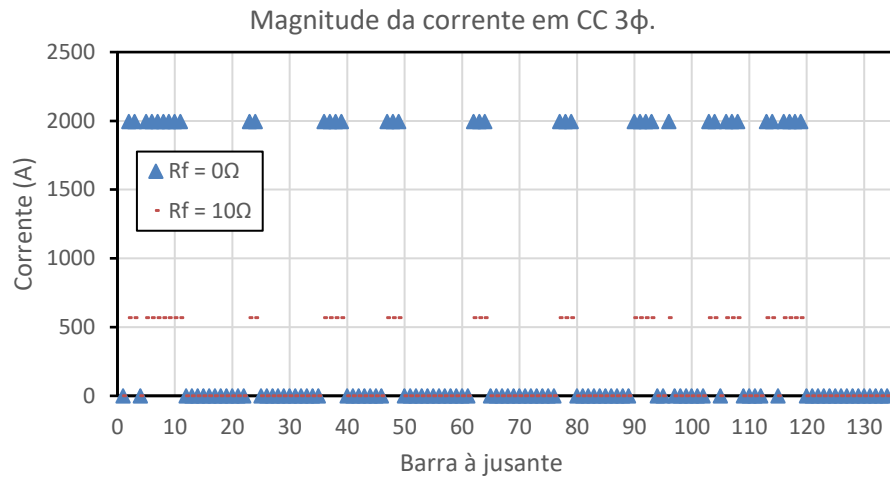
Fonte: Elaboração do autor.

**Figura 23:** Magnitude da corrente em CC bifásico na barra 118.

Fonte: Elaboração do autor.

**Figura 24:** Tensão por barra no CC trifásico na barra 118.

Fonte: Elaboração do autor.

**Figura 25:** Magnitude da corrente em CC trifásico na barra 118.

**Fonte:** Elaboração do autor.

No cálculo dos curto circuitos, inicialmente, foi verificado o efeito das resistências de falta. Nas Figuras de 20 à 25 são comparadas as magnitudes de tensão e corrente para diferentes tipos de faltas  $1\phi$ ,  $2\phi$  e  $3\phi$ . As Tabelas 1 e 2 fornecem uma comparação com valores numéricos.

Nas Tabelas 1 e 2 mostram-se, respectivamente, as magnitudes de tensão (p.u.) e corrente (A) para comparação dos tipos de CC sem GD e com diferentes valores de impedâncias de falta. Os valores são obtidos na barra 23 para uma falta na barra 118.

**Tabela 1:** Comparação de tensão sem GD e diferentes impedâncias de falta.

| Falta   | $R_f = 0\Omega$ |          |          | $R_f = 10\Omega$ |          |          |
|---------|-----------------|----------|----------|------------------|----------|----------|
|         | Fase A          | Fase B   | Fase C   | Fase A           | Fase B   | Fase C   |
| $1\phi$ | 0,646246        | 1,141295 | 1,011541 | 0,907379         | 1,059328 | 0,969653 |
| $2\phi$ | 0,990054        | 0,818992 | 0,756303 | 0,990054         | 0,947461 | 0,887546 |
| $3\phi$ | 0,69137         | 0,699436 | 0,698364 | 0,93032          | 0,927994 | 0,938483 |

**Fonte:** Elaboração do autor.

**Tabela 2:** Comparação de corrente sem GD e diferentes impedâncias de falta.

| Falta   | $R_f = 0\Omega$ |          |          | $R_f = 10\Omega$ |          |          |
|---------|-----------------|----------|----------|------------------|----------|----------|
|         | Fase A          | Fase B   | Fase C   | Fase A           | Fase B   | Fase C   |
| $1\phi$ | 1449,235        | 0        | 0        | 540,738          | 0        | 0        |
| $2\phi$ | 0               | 1850,65  | 1850,65  | 0                | 790,4834 | 790,4834 |
| $3\phi$ | 1995,105        | 2041,348 | 2207,906 | 565,9463         | 560,7384 | 586,6035 |

**Fonte:** Elaboração do Autor.

Nas Tabelas 3 e 4 comparam-se tensão e corrente em CC sem GD e com GDFC na barra 76, em relação as barras 23, 27 e 72. No caso, a potência do GDFC é de 1MW.

**Tabela 3:** Tensão (p.u.) em CC 3 $\phi$  comparadas sem GD e com GDFC.

| Barra     | Sem GD   |          |          | Com GDFC |          |          |
|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|           | Fase A   | Fase B   | Fase C   | Fase A   | Fase B   | Fase C   |
| <b>23</b> | 0,69137  | 0,699436 | 0,698364 | 0,686118 | 0,694    | 0,694409 |
| <b>27</b> | 0,670696 | 0,678098 | 0,676531 | 0,664907 | 0,672129 | 0,67208  |
| <b>72</b> | 0,603191 | 0,612663 | 0,611671 | 0,597396 | 0,606605 | 0,607421 |

Fonte: Elaboração do autor.

**Tabela 4:** Corrente (A) em CC 3 $\phi$  comparadas sem GD e com GDFC.

| Linha        | Sem GD   |          |          | Com GDFC |          |          |
|--------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|              | Fase A   | Fase B   | Fase C   | Fase A   | Fase B   | Fase C   |
| <b>23-24</b> | 1995,105 | 2041,348 | 2207,906 | 2036,53  | 2085,117 | 2248,813 |
| <b>27-28</b> | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| <b>72-73</b> | 0        | 0        | 0        | 52,63982 | 52,61333 | 52,211   |

Fonte: Elaboração do autor.

Nas Tabelas 5 e 6 comparam-se as magnitudes de tensão e corrente em CC, respectivamente, sem GD e com GD (GDFT na barra 31 e GDFC na barra 76) em relação as barras 23, 27 e 72. No caso, potência do GDFC com 1MW e GDFT com 3MW.

**Tabela 5:** Tensões (p.u.) em CC 3 $\phi$  comparadas sem GD e com GDFC e GDFT.

| Barra     | Sem GD   |          |          | Com GDFC e GDFT |          |          |
|-----------|----------|----------|----------|-----------------|----------|----------|
|           | Fase A   | Fase B   | Fase C   | Fase A          | Fase B   | Fase C   |
| <b>23</b> | 0,69137  | 0,699436 | 0,698364 | 0,77263         | 0,799064 | 0,780414 |
| <b>27</b> | 0,670696 | 0,678098 | 0,676531 | 0,772873        | 0,799609 | 0,780376 |
| <b>72</b> | 0,603191 | 0,612663 | 0,611671 | 0,684425        | 0,718028 | 0,696924 |

Fonte: Elaboração do autor.

**Tabela 6:** Correntes (A) em CC 3 $\phi$  comparadas sem GD e com GDFC e GDFT.

| Linha        | Sem GD   |          |          | Com GDFC e GDFT |          |          |
|--------------|----------|----------|----------|-----------------|----------|----------|
|              | Fase A   | Fase B   | Fase C   | Fase A          | Fase B   | Fase C   |
| <b>23-24</b> | 1995,105 | 2041,348 | 2207,906 | 1410,108        | 1415,129 | 1536,694 |
| <b>27-28</b> | 0        | 0        | 0        | 741,171         | 748,499  | 793,706  |
| <b>72-73</b> | 0        | 0        | 0        | 50,7948         | 50,7935  | 50,715   |

Fonte: Elaboração do autor.

As contribuições das GDs são observadas através das Tabelas de 3 à 6. A Tabela 4 permite verificar a contribuição do GDFC instalado na barra 76 que está à

jusante da linha 72-73 e em uma ramificação lateral ao caminho entre a subestação e a barra em falta. Similarmente na Tabela 6, demonstra-se a contribuição do GDFT e consequente redução da corrente de CC fornecida pela subestação.

#### 4.3 RESULTADO DO CC CONSIDERANDO CORRENTE DE CARGA

Na Tabela 7 compara-se a corrente em CC, considerando corrente de carga, sem GD e com GD (GDFT na barra 31 e GDFC na barra 76) em relação as barras 23, 27 e 72. Neste caso, a carga possui comportamento com 50% à corrente constante e 50% à impedância constante.

**Tabela 7:** Correntes (A) em CC 3 $\phi$  comparadas sem GD e com GDFC e GDFT com corrente de carga.

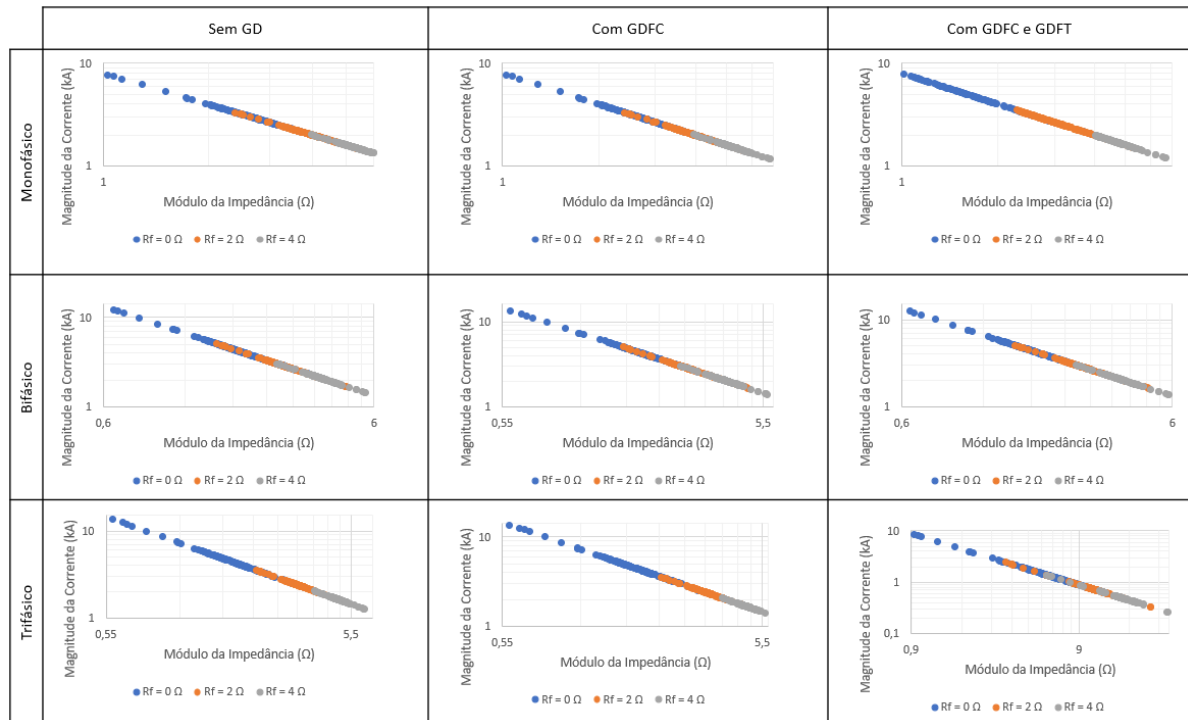
| Linha        | Sem GD   |          |          | Com GDFCFT |          |          |
|--------------|----------|----------|----------|------------|----------|----------|
|              | Fase A   | Fase B   | Fase C   | Fase A     | Fase B   | Fase C   |
| <b>23-24</b> | 2186,196 | 2234,722 | 2400,099 | 1406,242   | 1417,901 | 1532,657 |
| <b>27-28</b> | 26,211   | 26,327   | 26,303   | 875,624    | 880,521  | 924,892  |
| <b>72-73</b> | 10,420   | 10,471   | 10,465   | 76,228     | 76,704   | 76,273   |

Fonte: Elaboração do autor.

Os valores apresentados nas Tabelas de 1 a 6 não consideram a corrente de carga. Os valores na Tabela 7 são atualizados com as correntes de carga obtidas assumindo a queda de tensão no CC e o modelo de carga ZIP. Em comparação com a Tabela 6, os valores das correntes aumentam, o que pode causar uma redução no valor da impedância de falta medida.

#### 4.4 RELAÇÃO ENTRE IMPEDÂNCIA E CORRENTE NO CC

A factibilidade do método proposto, cálculo da impedância de curto circuito na barra da subestação para encontrar a barra em falta é avaliada inicialmente. As plotagens na Figura 26 mostram a correlação de entre os módulos das impedâncias e as magnitudes das correntes na barra da subestação para diferentes valores de resistências de falta. Os eixos dos gráficos são apresentados em escala logarítmica. As magnitudes apresentam correlação negativa, como indicam os gráficos. Isto indica que ambas as magnitudes, impedância ou corrente, podem ser usadas para encontrar a barra em falta independentemente da resistência de falta.

**Figura 26:** Correlação entre módulo da impedância e magnitude da corrente.

Fonte: Elaboração do Autor.

O método proposto é subsequentemente avaliado por simulações de falta em todas as barras do sistema de distribuição. A resistência de falta é avaliada entre 0,00 e 4,00  $\Omega$  assumindo dois casos: sem GD e com GDFC. No caso com GDFC, uma unidade de geração de 3 MW é alocada na barra 76 multiplicada por um fator de 1,2 para a corrente de curto circuito (THURNER & BRAUN, 2018). Em ambos os casos, o algoritmo de busca da vizinhança usa uma lista de barras candidatas igual a  $\Omega_B = \{0, 22, 35, 47, 61, 76, 89, 91, 105\}$ , da seção principal da rede de distribuição.

#### 4.5 TAXAS DE ACERTO

As Tabelas 8, 9 e 10 mostram a sensibilidade do método proposto para diferentes valores de  $\varphi$  no caso sem GD para os casos  $3\phi$ ,  $2\phi$  e  $1\phi$ , respectivamente.

**Tabela 8:** Taxa de acerto para falta trifásica sem GD.

| $\varphi$ | $R_f = 0 \Omega$ | $R_f = 1 \Omega$ | $R_f = 2 \Omega$ | $R_f = 3 \Omega$ | $R_f = 4 \Omega$ |
|-----------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 0         | 49,25%           | 48,51%           | 46,27%           | 40,30%           | 31,34%           |
| 1         | 84,33%           | 85,07%           | 82,84%           | 79,85%           | 76,12%           |
| 2         | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 99,25%           | 96,27%           |
| 3         | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          |

Fonte: Elaboração do Autor.

**Tabela 9:** Taxa de acerto para falta bifásica sem GD.

| $\varphi$ | $R_f = 0 \Omega$ | $R_f = 1 \Omega$ | $R_f = 2 \Omega$ | $R_f = 3 \Omega$ | $R_f = 4 \Omega$ |
|-----------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 0         | 48,51%           | 46,27%           | 44,03%           | 38,81%           | 33,58%           |
| 1         | 84,33%           | 82,84%           | 81,34%           | 79,10%           | 76,87%           |
| 2         | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 98,51%           | 96,27%           |
| 3         | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          |

Fonte: Elaboração do Autor.

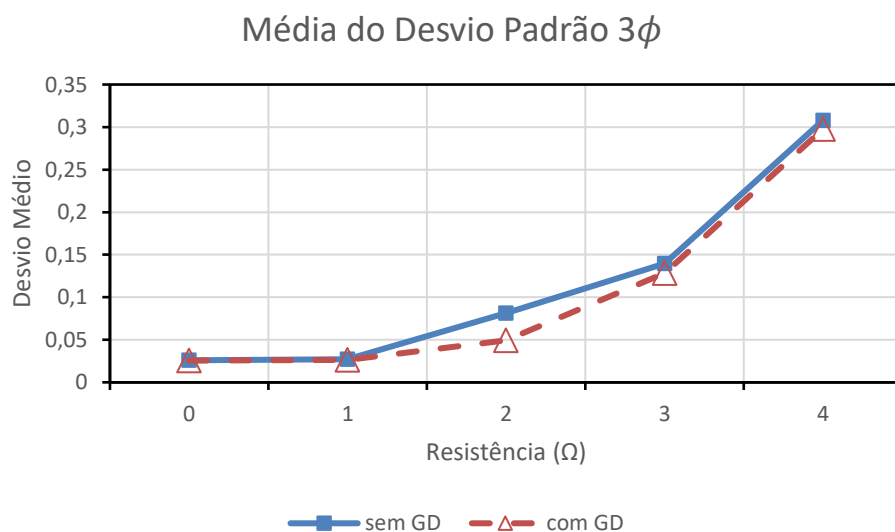
**Tabela 10:** Taxa de acerto para falta monofásica sem GD.

| $\varphi$ | $R_f = 0 \Omega$ | $R_f = 1 \Omega$ | $R_f = 2 \Omega$ | $R_f = 3 \Omega$ | $R_f = 4 \Omega$ |
|-----------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 0         | 17,91%           | 10,45%           | 10,45%           | 10,45%           | 10,45%           |
| 1         | 46,27%           | 24,63%           | 24,63%           | 24,63%           | 24,63%           |
| 2         | 73,88%           | 62,69%           | 62,69%           | 59,70%           | 58,21%           |
| 3         | 91,79%           | 90,30%           | 90,30%           | 90,30%           | 88,06%           |
| 4         | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          |

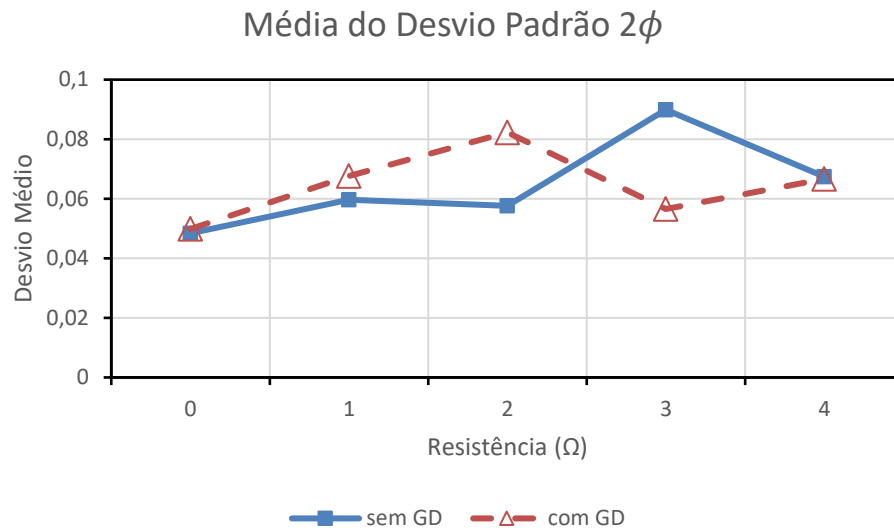
Fonte: Elaboração do Autor.

Nota-se que, ao incrementar  $\varphi$ , o desempenho do algoritmo melhora. Para  $\varphi = 3$ , as taxas de acerto são de 100% para os casos trifásicos e bifásicos, independente dos valores das resistências de falta, entre 0 e 4  $\Omega$ . Para  $\varphi = 4$ , as taxas de acerto são de 100% para o caso monofásico, independente dos valores das resistências de falta, entre 0 e 4  $\Omega$ .

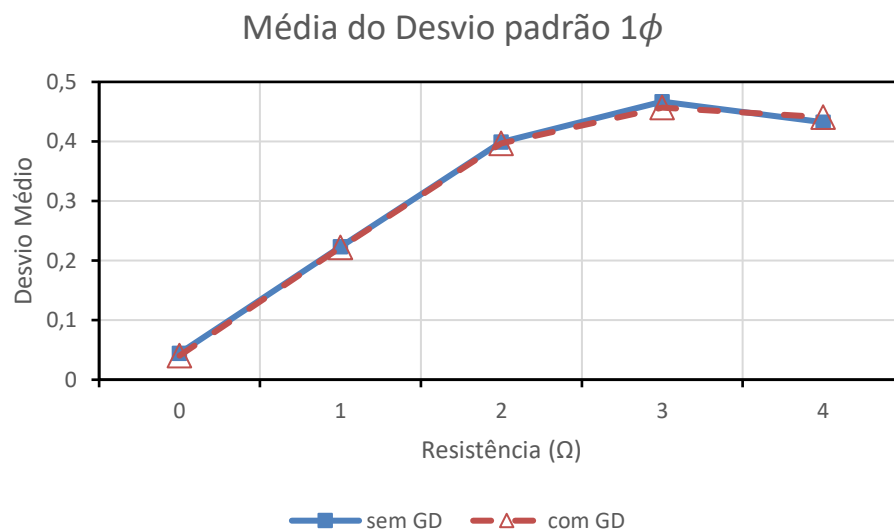
De modo similar à sensibilidade, a diferença das médias dos desvios padrão das impedâncias estimadas também é afetada pelas resistências de falta, como mostrado nas Figuras 27, 28 e 29.

**Figura 27:** Média dos desvios para falta trifásica.

Fonte: Elaboração do Autor.

**Figura 28:** Média dos desvios para falta bifásica.

**Fonte:** Elaboração do Autor.

**Figura 29:** Média dos desvios para falta monofásica.

**Fonte:** Elaboração do Autor.

Na Figura 26, para a falta trifásica, a média dos desvios padrão ficou entre 0,025 e 0,308  $\Omega$ . Na Figura 27, para a falta bifásica, a média dos desvios padrão ficou entre 0,048 e 0,090  $\Omega$ . Na Figura 28, para a falta monofásica, a média dos desvios padrão ficou entre 0,040 e 0,467  $\Omega$ .

As Tabelas 11, 12 e 13 mostram a sensibilidade do método proposto para diferentes valores de  $\phi$  no caso com GD para os casos  $3\phi$ ,  $2\phi$  e  $1\phi$ , respectivamente.

**Tabela 11:** Taxa de acerto para falta trifásica com GDFC.

| $\varphi$ | $R_f = 0 \Omega$ | $R_f = 1 \Omega$ | $R_f = 2 \Omega$ | $R_f = 3 \Omega$ | $R_f = 4 \Omega$ |
|-----------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 0         | 49,25%           | 48,51%           | 46,27%           | 41,04%           | 31,34%           |
| 1         | 84,33%           | 85,07%           | 83,58%           | 79,85%           | 76,12%           |
| 2         | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 96,27%           |
| 3         | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          |

Fonte: Elaboração do Autor.

**Tabela 12:** Taxa de acerto para falta bifásica com GDFC.

| $\varphi$ | $R_f = 0 \Omega$ | $R_f = 1 \Omega$ | $R_f = 2 \Omega$ | $R_f = 3 \Omega$ | $R_f = 4 \Omega$ |
|-----------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 0         | 49,25%           | 47,76%           | 45,52%           | 41,79%           | 36,57%           |
| 1         | 84,33%           | 82,84%           | 81,34%           | 79,85%           | 77,61%           |
| 2         | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 97,76%           |
| 3         | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          |

Fonte: Elaboração do Autor.

**Tabela 13:** Taxa de acerto para falta monofásica com GDFC.

| $\varphi$ | $R_f = 0 \Omega$ | $R_f = 1 \Omega$ | $R_f = 2 \Omega$ | $R_f = 3 \Omega$ | $R_f = 4 \Omega$ |
|-----------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 0         | 14,18%           | 10,45%           | 10,45%           | 10,45%           | 10,45%           |
| 1         | 42,54%           | 24,63%           | 24,63%           | 24,63%           | 24,63%           |
| 2         | 70,90%           | 62,69%           | 62,69%           | 59,70%           | 58,21%           |
| 3         | 91,79%           | 90,30%           | 90,30%           | 90,30%           | 88,06%           |
| 4         | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          | 100,00%          |

Fonte: Elaboração do Autor.

Analogamente ao caso sem GD, nota-se que, ao incrementar  $\varphi$ , o desempenho do algoritmo melhora. Para  $\varphi = 3$ , as taxas de acerto são de 100% para os casos trifásicos e bifásicos, independente dos valores das resistências de falta, entre 0 e 4  $\Omega$ . Para  $\varphi = 4$ , as taxas de acerto são de 100% para o caso monofásico, independente dos valores das resistências de falta, entre 0 e 4  $\Omega$ .

A média dos desvios padrão das impedâncias de falta estimadas entre os casos sem GD e com GD são mostradas nas Tabelas 14, 15 e 16 para os curtos circuitos  $3\phi$ ,  $2\phi$  e  $1\phi$ , respectivamente.

**Tabela 14:** Média dos desvios padrão das impedâncias de falta estimadas para o caso trifásico em função de  $\varphi$ .

| $\varphi$ | Trifásico           |                     |
|-----------|---------------------|---------------------|
|           | Sem GD ( $\Omega$ ) | Com GD ( $\Omega$ ) |
| 0         | 0,517               | 0,469               |
| 1         | 0,058               | 0,052               |
| 2         | 0,006               | 0,005               |
| 3         | 0,000               | 0,000               |
| 4         | 0,000               | 0,000               |

Fonte: Elaboração do Autor.

**Tabela 15:** Média dos desvios padrão das impedâncias de falta estimadas para o caso bifásico em função de  $\varphi$ .

| <b>Bifásico</b> |                                     |                                     |
|-----------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| $\varphi$       | <b>Sem GD (<math>\Omega</math>)</b> | <b>Com GD (<math>\Omega</math>)</b> |
| <b>0</b>        | 0,199                               | 0,206                               |
| <b>1</b>        | 0,108                               | 0,107                               |
| <b>2</b>        | 0,016                               | 0,010                               |
| <b>3</b>        | 0,000                               | 0,000                               |
| <b>4</b>        | 0,000                               | 0,000                               |

**Fonte:** Elaboração do Autor.

**Tabela 16:** Média dos desvios padrão das impedâncias de falta estimadas para o caso monofásico em função de  $\varphi$ .

| <b>Monofásico</b> |                                     |                                     |
|-------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| $\varphi$         | <b>Sem GD (<math>\Omega</math>)</b> | <b>Com GD (<math>\Omega</math>)</b> |
| <b>0</b>          | 0,834                               | 0,836                               |
| <b>1</b>          | 0,609                               | 0,598                               |
| <b>2</b>          | 0,073                               | 0,073                               |
| <b>3</b>          | 0,050                               | 0,051                               |
| <b>4</b>          | 0,000                               | 0,000                               |

**Fonte:** Elaboração do Autor.

Das Tabelas 14, 16 e 16 pode-se observar que a média dos desvios das impedâncias de falta é maior quando  $\varphi = 0$ . Por outro lado, a média dos desvios chega a zero quando  $\varphi = 4$ , indicando a precisão da estimação da resistência de falta.

#### 4.5.1 Taxas de Acerto para Altas Resistências de Falta sem GD

A Tabela 17 mostra a sensibilidade de com resistências de falta maiores e sem GD.

**Tabela 17:** Taxa de acerto para falta monofásica sem GD com alta resistência de falta.

| $\varphi$ | <b><math>R_f = 5 \Omega</math></b> | <b><math>R_f = 10 \Omega</math></b> | <b><math>R_f = 15 \Omega</math></b> | <b><math>R_f = 20 \Omega</math></b> |
|-----------|------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| <b>5</b>  | 100,00%                            | 93,28%                              | 70,15%                              | 67,16%                              |
| <b>6</b>  | 100,00%                            | 99,25%                              | 79,85%                              | 77,61%                              |
| <b>7</b>  | 100,00%                            | 100,00%                             | 94,78%                              | 88,06%                              |
| <b>8</b>  | 100,00%                            | 100,00%                             | 100,00%                             | 100,00%                             |

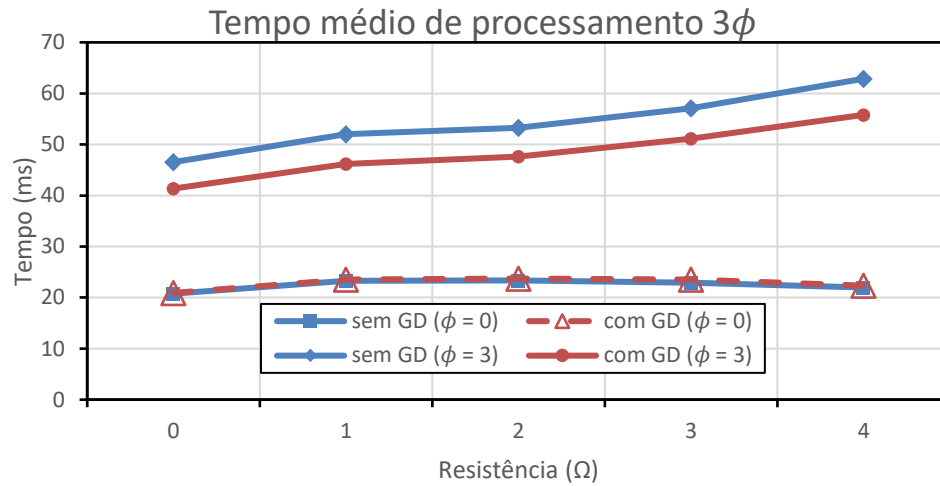
**Fonte:** Elaboração do Autor.

Da Tabela 17, com a taxa de acerto para falta monofásica sem GD com alta resistência de falta, observa-se a necessidade do incremento de  $\varphi$  ao aumentar a resistência de falta. Isto decorre do aumento do espaço com mais barras apresentando estimativas de impedância próximas à medida.

#### 4.6 CUSTO COMPUTACIONAL

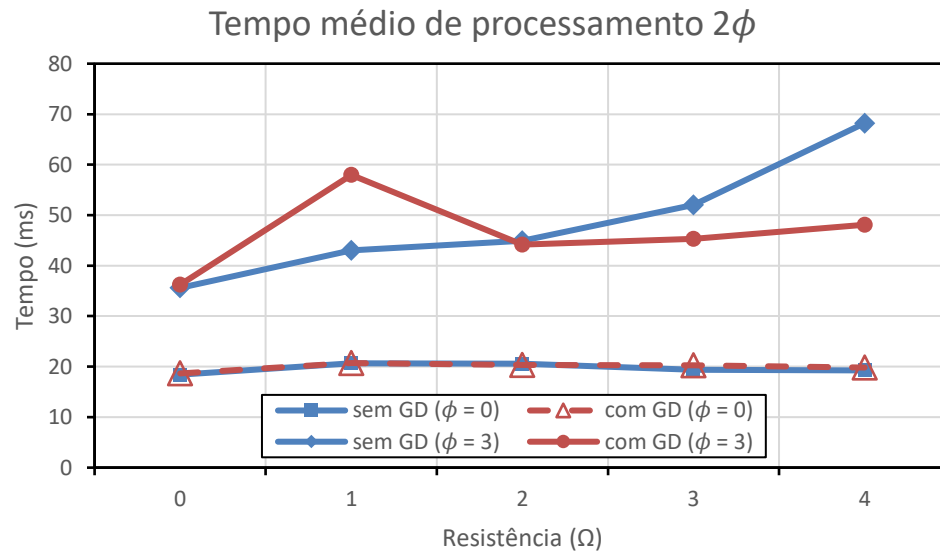
As Figuras 30, 31 e 32 mostram as relações entre o incremento de  $\varphi$  e o tempo médio de processamento (TMP).

**Figura 30:** Tempo médio de processamento para falta trifásica.

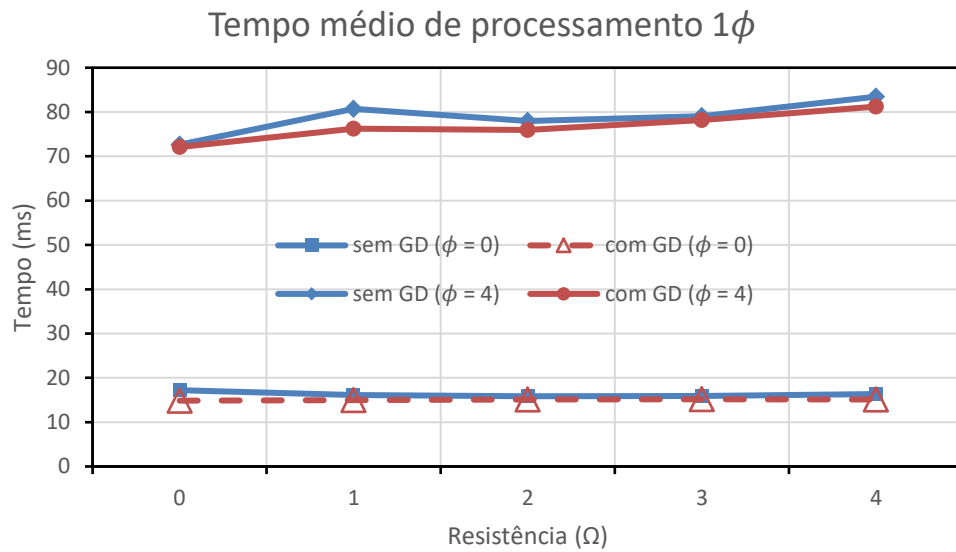


Fonte: Elaboração do Autor.

**Figura 31:** Tempo médio de processamento para falta bifásica.



Fonte: Elaboração do Autor.

**Figura 32:** Tempo médio de processamento para falta monofásica.

**Fonte:** Elaboração do Autor.

Das Figuras 30, 31 e 32 observa-se que o incremento de  $\phi$  aumenta o tempo médio de processamento de localização da falta. Ou seja, aumenta o custo computacional pois mais regiões da rede de distribuição são verificadas devido ao aumento no espaço de busca. Entretanto, o tempo médio de processamento para a localização de ficou abaixo de 90 ms.

#### 4.6.1 Custo Computacional para o Caso com GDFT

Neste caso, as faltas foram simuladas em todas as barras da rede com  $R_f = 0 \Omega$ . Para  $\phi = 8$ , a taxa de acerto é igual à 100%. Em termos do tempo de processamento, a Tabela 18 apresenta os resultados obtidos com a introdução de GDFT.

**Tabela 18:** Tempos em milissegundos de processamento com a introdução do GDFT.

| Algoritmo | TMP   | Desvio do TMP | Máximo Tempo | Mínimo Tempo |
|-----------|-------|---------------|--------------|--------------|
| n FP      | 1.417 | 780           | 3.809        | 52           |
| FP único  | 68    | 36            | 200          | 3            |

**Fonte:** Elaboração do Autor.

A elevação do tempo de processamento decorre da necessidade da compensação de reativo da barra PV. Para a diminuição do TMP, cuja a queda foi de 95,2%, um único fluxo de potência é calculado previamente, antes das rotinas de

busca de vizinhança e barra, para a localização de faltas. Essa modificação no algoritmo não alterou seu desempenho pois o fluxo de potência é necessário para determinar as condições de pré-falta que são independentes do ponto de incidência da falta.

## 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O algoritmo de localização de faltas em redes de distribuição de energia elétrica foi implementado assumindo o erro na estimação da impedância. As etapas de desenvolvimento do algoritmo proposto envolvem o entendimento e cálculo do fluxo de potências, determinação da matriz de impedância nodal e análise de curto-circuito.

O método apresentado neste trabalho para localizar faltas em um SDEE assume, inicialmente, a rede sem GD em situação de CC com diferentes resistências de falta, e posteriormente com a inserção de GD. A introdução de GDFT analisada aumentou o tempo médio de processamento do algoritmo, mas uma modificação no mesmo reduziu o respectivo custo computacional.

Testou-se intensivamente o algoritmo proposto para localização de faltas em diferentes barras da rede em estudo com diferentes valores de impedância determinando, assim sua precisão com as taxas de acerto, ou verdadeiro positivo. Após esta etapa, o custo computacional foi analisado para verificar os parâmetros que influenciam o desempenho do algoritmo.

Os resultados mostram que o algoritmo é capaz de determinar a barra de incidência da falta e sua respectiva resistência de falta no sistema teste de 135 barras com GD.

Para trabalhos futuros, é proposto uma avaliação no algoritmo para alocação ótima da quantidade e posições das barras candidatas que definem a vizinhança e o efeito de cargas com variações de potência ao longo do tempo, ou seja, as incertezas no carregamento da rede decorrente da previsão de carga.

## REFERÊNCIAS

- ALCALA-GONZALEZ, D.; GARCÍA DEL TORO; E. M., MÁS-LÓPEZ; M. I.; PINDADO, S. Effect of distributed photovoltaic generation on short-circuit currents and fault detection in distribution networks: A practical case study. **Applied Sciences**, Bucharest, v. 11, n. 1, p. 405, 2021.
- ANDERSON, P. M.; ANDERSON, P. **Power system protection**. New York: McGraw-Hill, 1999.
- ARAÚJO, C.A.S. *et al.* **Proteção de sistemas elétricos**. Inter ciência, 2005.
- ASHRAFI NIAKI, S. H.; ZANDI, Z. A novel method for removing the decaying DC component in digital relays. **Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering**, Melbourne, v. 12, n. 3, p. 223-231, 2015.
- BOUGOUFF, L.; CHAGHI, A. Optimal setting of DOC relay in distribution system in presence of D-FACTS. **Bulletin of Electrical Engineering and Informatics**, [s. l.], v. 10, n. 4, p. 1811-1818, 2021.
- BROWN, H. E.; SEBO, S. A. Solution of large networks by matrix methods. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics**, Piscataway, v. 5, p. 390-391, 1976.
- CHEN, X.; JIAO, Z. Accurate fault location method of distribution network with limited number of PMUs. *In*: CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CICED), IEEE, 2018. **Proceedings [...]** [S. l.: s. n.], 2018. p. 1503-1507.
- CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power systems**, Piscataway, v. 10, n. 2, p. 671-679, 1995.
- DAN, Zhao *et al.* Short-circuit Current Characteristics of Distributed Power and Fault Location Method after Distributed Power is Connected. *In*: ASIA CONFERENCE ON POWER AND ELECTRICAL ENGINEERING (ACPEE), 5th., IEEE, 2020. **Proceedings [...]** [S. l.: s. n.], 2020. p. 1782-1786.
- DAS, J. C. **Understanding symmetrical components for power system modeling**. London: John Wiley and Sons Incorporated, 2017. p. 184.
- DROZDEK, A. **Data Structures and algorithms in C++**. [S. l.]: Cengage Learning, 2012.
- DUGAN, R. C.; MC GRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. **Electric power systems quality**. [S. l.: s. n.], 2004.
- ELGERD, O. I. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1978.

GARCIA, P. A.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO, S.; DA COSTA, V. M.; MARTINS, N. Three-phase power flow calculations using the current injection method. **IEEE Transactions on power systems**, Piscataway, v. 15, n. 2, p. 508-514, 2000.

GHOLAMI, M. *et al.* Detecting the location of short-circuit faults in active distribution network using PMU-based state estimation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 11, n. 2, p. 1396-1406, 2019.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 2003.

HADJSAID, N.; CANARD, J. F.; DUMAS, F. Dispersed generation impact on distribution networks. **IEEE Computer Applications in Power**, Piscataway, v. 12, n. 2, p. 22-28, 1999.

IURINIC, L. U.; HERRERA-OROZCO, A. R.; FERRAZ, R. G.; BRETAS, A. S. Distribution systems high-impedance fault location: A parameter estimation approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 31, n. 4, p. 1806-1814, 2012.

KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Florianópolis: UFSC: EEL: LABPLAN, 2015.

LABORATORY OF ELECTRICAL POWER SYSTEM PLANNING - LAPSEE. **Distribution system testing**: 135 buses. Ilha Solteira: LAPSEE, 2017. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/>. Acesso em: 19 jul. 2022.

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Development of a smart grid simulation environment, Part I: Project of the electrical devices simulator. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 26, n. 1, p. 80-95, 2015.

LOTFIFARD, S.; KEZUNOVIC, M.; MOUSAVI, M. J. Voltage sag data utilization for distribution fault location. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 26, n. 2, p. 1239-1246, 2011.

MAJIDI, M.; ETEZADI-AMOLI, M. A new fault location technique in smart distribution networks using synchronized/nonsynchronized measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 33, n. 3, p. 1358-1368, 2017.

MILIOUDIS, A. N.; ANDREOU, G. T.; LABRIDIS, D. P. Enhanced protection scheme for smart grids using power line communications techniques—Part I: Detection of high impedance fault occurrence. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 3, n. 4, p. 1621-1630, 2012.

MILIOUDIS, A. N.; ANDREOU, G. T.; LABRIDIS, D. P. Enhanced protection scheme for smart grids using power line communications techniques—Part II: Location of high impedance fault position. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 3, n. 4, p. 1631-1640, 2012.

MIRSHEKALI, H. *et al.* A novel fault location methodology for smart distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 12, n. 2, p. 1277-1288, 2020.

MOMOH, J. A. **Electric power system applications of optimization**. Boca Raton: CRC, 2017.

MUTANEN, A.; JARVENTAUSTA, P.; KARENLAMPI, M.; JUUTI, P. **Improving distribution network analysis with new AMR-based load profiles**. [S. l.: s. n.], 2013.

PANG, Y. *et al.* Current Sag and Mismatch Based Earth Fault Location for Distribution Network with Renewable Energy Resources. **Electric Power Components and Systems**, New York, v. 48, n. 19-20, p. 2106-2116, 2021.

PATERNOST, R. F.; FERREIRA, T. S.; TRINDADE, F. C. Performance of a fault location method in the context of modern electric power distribution systems. *In*: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE-LATIN AMERICA (ISGT LATIN AMERICA), 2019, [s. l.]. **Proceedings [...]** [S. l.: s. n.], 2019. p. 1-6.

PEREIRA, R. A. F.; DA SILVA, L. G. W.; KEZUNOVIC, M.; MANTOVANI, J. R. S. Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 24, n. 2, p. 852-862, 2009.

RAO, S. S. **Engineering optimization: theory and practice**. London: John Wiley & Sons, 2019.

REIZ, C. **Análise de faltas e cálculo de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia elétrica com fontes renováveis de geração de energia**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica: Automação). Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2019.

SACHDEV, M. S.; DAS, R. Understanding microprocessor-based technology applied to relaying. **Report of Working Group I-01 of the Relaying Practices Subcommittee**. 2009. p. 1-79.

SANTOS, W. C. D. **Identificação de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição**. 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica: Processamento de Energia). Universidade Federal de Campina Grande, 2016.

SATO, F.; FREITAS, W. **Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

SCHNEIDER, K. P.; MATHER, B. A.; PAL, B. C.; TEN, C. W.; SHIREK, G. J.; ZHU, H.; KERSTING, W. Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. **IEEE Transactions on power systems**, Piscataway, v. 33, n. 3, p. 3181-3188, 2017.

SENGER, E. C.; MANASSERO, G.; GOLDEMBERG, C.; PELLINI, E. L. Automated fault location system for primary distribution networks. **IEEE Transactions on power delivery**, Piscataway, v. 20, n. 2, p. 1332-1340, 2005.

SHAFIULLAH, M.; ABIDO, M. A. A review on distribution grid fault location techniques. **Electric Power Components and Systems**, Piscataway, v. 45, n. 8, p. 807-824, 2017.

SUN, H. *et al.* Precise fault location in distribution networks based on optimal monitor allocation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 35, n. 4, p. 1788-1799, 2019.

TRINDADE, F. C.; FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. Fault location in distribution systems based on smart feeder meters. **IEEE transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 29, n. 1, p. 251-260, 2013.

THURNER, L.; BRAUN, M. Vectorized calculation of short circuit currents considering distributed generation-an open-source implementation of iec 60909. *In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE EUROPE (ISGT-EUROPE)*, 2018, [s. l.]. **Proceedings [...]** Piscataway: IEEE, 2018. p. 1-6.

VON MEIER, A.; CULLER, D.; MCEACHERN, A.; ARGHANDEH, R. Micro-synchrophasors for distribution systems. *In: ISGT 2014*, [s. l.], 2014. **Proceedings [...]** Piscataway: IEEE, 2014. P. 1-5.

WANG, X.; XIE, X.; ZHANG, S.; LUO, L.; LIU, Y.; SHENG, G.; JIANG, X. Micro-PMU for distribution power lines. **CIREN-Open Access Proceedings Journal**, Stevenage, v. 1, p. 333-337, 2017.

WANG, C.; EKANAYAKE, J.; WU, J.; JENKINS, N. **Smart electricity distribution networks**. New York: CRC, 2017. p. 440.

WU, Z.; DU, X.; GU, W.; LING, P.; LIU, J.; FANG, C. Optimal micro-pmu placement using mutual information theory in distribution networks. **Energies**, Basel, v. 11, n. 7, p. 1917, 2018.

YIN, H.; FAN, L. PMU data-based fault location techniques. *In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM*, 2010, [s. l.]. **Proceedings [...]** Piscataway: IEEE, 2010. p. 1-7.

ZIMMERMAN, K.; COSTELLO, D. Impedance-based fault location experience. *In: IEEE RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE*, 2006, [s. l.]. **Proceedings [...]** Piscataway: IEEE, 2006. p. 1-16.