

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GUSTAVO GONÇALVES DOS SANTOS

**Metodologia integrada para detecção, classificação e
localização de faltas em redes de distribuição de energia
elétrica ativas**

São Carlos – SP
2023

GUSTAVO GONÇALVES DOS SANTOS

**Metodologia integrada para detecção, classificação e
localização de faltas em redes de distribuição de energia
elétrica ativas**

Tese apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da
Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para
obtenção do título de Doutor em Ciências pelo Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Associado José Carlos de Melo
Vieira Júnior

São Carlos – SP
2023

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que
aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

G237m Gonçalves dos Santos, Gustavo
Metodologia integrada para detecção,
classificação e localização de faltas em redes de
distribuição de energia elétrica ativas / Gustavo
Gonçalves dos Santos; orientador José Carlos Melo
Vieira Júnior. São Carlos, 2023.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2023.

1. Classificação de Faltas. 2. Detecção de
Faltas. 3. Localização de Faltas. 4. Recursos
Energéticos Distribuídos. 5. Sistemas de Distribuição.
I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **GUSTAVO GONÇALVES DOS SANTOS**.

Título da tese: "Metodologia integrada para detecção, classificação e localização de faltas em redes de distribuição de energia elétrica ativas".

Data da defesa: 17/03/2023.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Associado **José Carlos de Melo Vieira Júnior**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

APROVADO

Prof. Associado **Mario Oleskovicz**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

APROVADO

Prof. Dr. **Fábio Bertequini Leão**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP)

APROVADO

Prof. Associado **Ricardo Caneloi dos Santos**
(Universidade Federal do ABC/UFABC)

APROVADO

Prof. Associado **Madson Cortes de Almeida**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Marcelo Andrade da Costa Vieira**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Carlos De Marqui Junior**

Esta tese é dedicada a meus pais Walter Santos e Girlane Santos por todo apoio e compreensão durante o meu doutorado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a **Deus**, pela vida.

À minha esposa **Renata Caroline** pelo companheirismo e paciência durante o doutorado.

Aos meus pais, **Walter Santos** e **Girlane Santos**, e a minha irmã, **Jaqueline Santos**, por todo amor e incentivo empreendidos aos meus estudos.

Ao meu orientador, **Prof. José Carlos Melo Vieira Júnior**, pela presença, confiança e incentivo durante a realização da minha pesquisa. Também, sou grato pela amizade, conselhos e ensinamentos que contribuíram para a minha formação acadêmica e pessoal.

À minha prima **Aline Santos** que muito me incentivou durante o meu doutorado. Sou grato também aos demais familiares pela torcida sempre constante para o meu sucesso.

Aos meus amigos **Pedro Henrique Barra** e **Thiago Menezes** pela grande ajuda no desenvolvimento dessa pesquisa. Agradeço também à **Gabriela Nunes** e à **Gabriella Pinheiro** pela colaboração mútua nas pesquisas.

Estendo o meu agradecimento aos demais amigos, professores e colegas do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) e de outros laboratórios pelos conhecimentos transmitidos e bons momentos compartilhados.

Ao Prof. **Ali Hooshyar** e aos demais membros do *Centre for Applied Power Electronics* (CAPE), em especial ao **Amirhossein Elmi**, que me receberam de uma maneira aprazível durante o meu doutorado sanduíche na Universidade de Toronto.

À CAPES e ao CNPq pelo apoio financeiro fornecido ao longo da pesquisa por meio da bolsa de doutorado e doutorado sanduíche e subsídios concedidos para a publicação de artigos em eventos nacionais e internacionais.

Enfim, a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

“E ainda que tivesse o dom de profecia, e conhecesse todos os mistérios e toda a ciência, e ainda que tivesse toda a fé, de maneira tal que transportasse os montes, e não tivesse amor, nada seria.”
(1 Coríntios 13:2)

RESUMO

SANTOS, G. G.. **Metodologia integrada para detecção, classificação e localização de faltas em redes de distribuição de energia elétrica ativas**. 133 p. Tese de Doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil, 2023.

No âmbito das redes de distribuição ativas, nas quais há uma massiva presença de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) e cargas críticas, o rápido e eficaz diagnóstico de faltas, envolvendo as etapas de detecção, classificação e localização de faltas, é essencial para a operação segura e confiável do sistema. A maioria dos trabalhos da literatura recente se limita a propostas que atendem à etapa de localização. Inserido nesse contexto, esta tese apresenta uma proposta de um sistema integrado de diagnóstico de faltas que contempla essas três etapas. Primeiro, a detecção das faltas é feita a partir da energia dos sinais de corrente obtidos na saída dos alimentadores de distribuição e processados via Transformada de Stockwell (TS). Como novidade, os limiares de detecção das fases são adaptados em conformidade com a variação do perfil de geração-carga do alimentador. Esses limiares adaptativos também são usados na etapa de classificação das faltas. Segundo, para a localização de faltas, uma proposta de alocação de indicadores de falta (IF) é apresentada de modo a otimizar a busca do local da falta, bem como melhorar os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Uma abordagem prática para a determinação da região faltosa a partir do estado desses dispositivos é conjuntamente proposta. Por fim, para a identificação da seção de linha faltosa, um método baseado em medições esparsas de tensão e no algoritmo de *compressive sensing* é explorada. Como aprimoramento desse método, utilizam-se as informações da fase faltosa obtidas do classificador de faltas, bem como, se disponível, as informações da região faltosa. Testes de detecção, classificação e localização de faltas foram realizados usando o sistema do IEEE de 34 nós, modificado para considerar a inclusão da geração distribuída (GD), mostraram alto desempenho da metodologia proposta em diversos cenários testados, incluindo variações de potência de injeção das unidades de GD e ruídos de medição.

Palavras-chave: Detecção de Faltas. Classificação de Faltas. Localização de Faltas. Recursos Energéticos Distribuídos. Sistema de Distribuição.

ABSTRACT

SANTOS, G. G.. **Integrated methodology for fault detection, classification and location in active electrical distribution networks**. 133 p. Ph.D. Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2023.

Distribution system fault diagnosis has seen significant changes due to the introduction of Distributed Energy Resources (DERs) and critical loads that make the distribution system active. Consequently, the fast and effective fault diagnosis carried out in steps of fault detection, classification, and location is a priority for these systems' safe operation and reliability. However, most works in the recent literature are limited to proposals that meet the localization step. In this context, this thesis proposes an integrated fault diagnosis system that includes these three steps. Initially, fault detection is made from the energy of the current signals measured at the sending end of the distribution feeder and processed via Stockwell Transform (ST). As a novelty, the phase detection thresholds are adapted according to the feeder's generation-load profile variation. These adaptive thresholds support the fault classification procedures. Secondly, for the fault location step, a proposal for the optimal placement of fault indicators is presented to optimize the search time of fault location and improve the reliability indices of utilities. Furthermore, a practical approach to determine fault zones from the state of these devices is jointly proposed. Finally, a method based on sparse voltage measurements and a compressive sensing algorithm is explored to identify the faulty line section. The faulty phase information obtained from the fault classifier and the faulty zone information can improve the performance of the fault location technique. Fault detection, classification, and location tests were performed using the IEEE 34-Node Test Feeder, modified to consider the inclusion of Distributed Generation (DG), showing a high performance of the proposed methodology in several tested scenarios, including DG unit injection power variations and measurement noises.

Keywords: Fault Detection. Fault Classification. Fault Location. Distributed Energy Resources. Distribution Systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Fluxograma geral dos processos de detecção, classificação e localização das faltas.	51
Figura 2 – Fluxograma do módulo de detecção de faltas	54
Figura 3 – Fluxograma do processo de atualização dos limiares de detecção	61
Figura 4 – Sistema de distribuição simplificado	66
Figura 5 – Corrente de falta em uma linha ij representada por: (a) uma fonte de corrente no ponto de falta f e (b) pelo equivalente de duas fontes de corrente nas extremidades i e j	68
Figura 6 – Sistema IEEE 34 nós modificado com a inserção de dois geradores distribuídos síncronos.	74
Figura 7 – Evento 1: Detecção via aplicação do método proposto de uma falta AT no nó 848 com resistência de falta igual a 150Ω no Sistema de Distribuição (SD) sem conexão de Geração Distribuída (GD).	78
Figura 8 – Evento 1: Detecção via cálculo da corrente eficaz de uma falta AT no nó 848 com resistência de falta igual a 150Ω no SD sem conexão de GD.	79
Figura 9 – Evento 2: Detecção via aplicação do método proposto de uma falta AT no nó 848 com resistência de falta igual a 150Ω no SD com conexão de GD.	80
Figura 10 – Evento 2: Detecção via cálculo da corrente eficaz de uma falta AT no nó 848 com resistência de falta igual a 150Ω no SD com conexão de GD.	81
Figura 11 – Evento 3: Detecção via aplicação do método proposto de uma falta BCT em 96% da linha 28 com resistência de falta igual a 150Ω no SD com conexão de GD.	83
Figura 12 – Evento 3: Detecção via cálculo da corrente eficaz de uma falta BCT em 96% da linha 28 com resistência de falta igual a 150Ω no SD com conexão de GD.	84
Figura 13 – Evento 4: Detecção via aplicação do método proposto de uma falta ABC em 50% da linha 22 com resistência de falta igual a 50Ω no SD com conexão de GD.	85
Figura 14 – Evento 5: Detecção via aplicação do método proposto de uma falta ABC no nó 860 com resistência de falta igual a 25Ω no SD com conexão de GD.	87

Figura 15 – Resultados de classificação referentes a Falta 1 dos casos de faltas do sistema com conexão de GD	90
Figura 16 – Resultados de classificação referentes a Falta 2 dos casos de faltas do sistema com conexão de GD	91
Figura 17 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - erro do local da falta (em %)	95
Figura 18 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - erro do local da falta (em %)	100
Figura 19 – Malha do regulador de excitação para o controle de tensão e potência reativa do Gerador Síncrono (GS)	128
Figura 20 – Malha do regulador de velocidade para o controle de frequência e potência ativa do GS	128
Figura 21 – Redes a montante e a jusante interligadas pela linha suspeita de falta	133
Figura 22 – Seção de linha faltosa em uma rede de distribuição	133

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Métodos de detecção e/ou classificação de faltas propostos na literatura	16
Tabela 2 – Métodos de localização de faltas baseados no cálculo da impedância - parte I	22
Tabela 3 – Métodos de localização de faltas baseados no cálculo da impedância - parte II	23
Tabela 4 – Métodos de localização de faltas utilizando técnicas de Inteligência Artificial (IA) - parte I	26
Tabela 5 – Métodos de localização de faltas utilizando técnicas de IA - parte II . .	27
Tabela 6 – Métodos de localização de faltas baseados em ondas viajantes - parte I	31
Tabela 7 – Métodos de localização de faltas baseados em ondas viajantes - parte II	32
Tabela 8 – Métodos baseados em indicadores de faltas - parte I	35
Tabela 9 – Métodos baseados em indicadores de faltas - parte II	36
Tabela 10 – Métodos de localização de faltas baseados em medições esparsas - Parte I	42
Tabela 11 – Métodos de localização de faltas baseados em medições esparsas - Parte II	43
Tabela 12 – Métodos de localização de faltas baseados em medições esparsas - Parte III	44
Tabela 13 – Métodos de localização de faltas baseados em medições esparsas - Parte IV	45
Tabela 14 – Comparação dos métodos de localização de faltas - Parte I	46
Tabela 15 – Comparação dos métodos de localização de faltas - Parte II	47
Tabela 16 – Comparação dos métodos de localização de faltas - Parte III	48
Tabela 17 – Tabela verdade do classificador de faltas	56
Tabela 18 – Configurações dos cenários de faltas	88
Tabela 19 – Cálculos estatísticos dos instantes de detecção considerando Faltas 1 e 2 do SD sem conexão de GD	88
Tabela 20 – Cálculos estatísticos dos instantes de detecção considerando Faltas 1 e 2 do SD com conexão de GD	89
Tabela 21 – Resultados gerais de classificação dos casos de faltas no sistema com conexão de GD	89
Tabela 22 – Resultados de alocação usando 4 IF	92
Tabela 23 – Resultados de alocação usando 5 IF	92
Tabela 24 – Resultados de alocação usando 6 IF	93

Tabela 25 – Resultados de alocação usando 7 IF	93
Tabela 26 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito do carregamento . . .	95
Tabela 27 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito da mudança da resistência e do tipo de falta	96
Tabela 28 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito do ruído de medição .	97
Tabela 29 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito da incerteza dos parâmetros das linhas	97
Tabela 30 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito da alocação dos medidores	98
Tabela 31 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito da consideração da região faltosa	99
Tabela 32 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito do carregamento . . .	99
Tabela 33 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito da mudança da resistência e do tipo de falta	101
Tabela 34 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito do ruído de medição	101
Tabela 35 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito da incerteza dos parâmetros das linhas	101
Tabela 36 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito da alocação dos medidores	102
Tabela 37 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito da consideração da região faltosa	102
Tabela 38 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - método da impedância . . .	103
Tabela 39 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - método da impedância com consideração da região faltosa	104
Tabela 40 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - método da impedância . . .	104
Tabela 41 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - método da impedância com consideração da região faltosa	105
Tabela 42 – Parâmetros dos geradores síncronos	127
Tabela 43 – Parâmetros dos reguladores de excitação dos GS	129
Tabela 44 – Parâmetros dos reguladores de velocidades dos GS	129
Tabela 45 – Mudança no perfil de carga das simulações de faltas do SD de 34 barras sem conexão de GD	130
Tabela 46 – Mudança no perfil de carga das simulações de faltas do SD de 34 barras com conexão de GD	131

LISTA DE SIGLAS

ABRACE *Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres*

ADMS *Advanced Distribution Management Systems*

AG *Algoritmo Genético*

ANEEL *Agência Nacional de Energia Elétrica*

ATP *Alternative Transients Program*

ANFIS *Adaptive Neural Fuzzy Inference System*

AMI *Advanced Metering Infrastructure*

ABCDO *Algorithm for Bicriteria Discrete Optimization*

BCS *Bayesian Compressive Sensing*

BSBL *Block-Sparse Bayesian Learning*

BB *Branch and Bound*

CLP *Controlador Lógico Programável*

CNN *Convolutional Neural Network*

DEC *Duração Equivalente de Interrupções*

DSP *Digital Signal Processor*

DP *Desvio Padrão*

EMTP *Electromagnetic Transients Program*

EMTR *Electromagnetic Time-Reversal*

EPE *Empresa de Pesquisa Energética*

FEC *Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*

FO *Função Objetivo*

FT *Falta Fase-Terra*

FF *Falta Bifásica*

FFT *Falta Bifásica-Terra*

FFF *Falta Trifásica*

GD *Geração Distribuída*

GIS *Geospatial Information System*

GS *Gerador Síncrono*

GPS *Global Positioning System*

IA *Inteligência Artificial*

IF *Indicador de Falta*

KNN *K-nearest neighbours*

LAMDA *Learning Algorithm for Multivariable Data Analysis*

MAP *maximum a posterior*

MME *Média Móvel de Energia*

MOPSO *Multi-Objective Particle Swarm Optimisation*

MVS *Máquina de Vetores de Suporte*

NSGA-II *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*

OMS *Outage Management System*

PAC *Ponto de Acoplamento Comum*

PRODIST *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*

PMU *Phasor Measurement Unit*

uPMU *Micro-PMU*

RNA *Rede Neural Artificial*

RED *Recurso Energético Distribuído*

RT *Regulador de Tensão*

SAIDI *System Average Interruption Duration Index*

SBL *Sparse Bayesian Learning*

SD *Sistema de Distribuição*

SCADA *Supervisory Control and Data Acquisition*

SEP *Sistema Elétrico de Potência*

SNR *Signal-to-Noise Ratio*

TF *Transformada de Fourier*

TFD *Transformada de Fourier Discreta*

TRF *Transformada Rápida de Fourier*

TFTC *Transformada de Fourier de Tempo Curto*

TS *Transformada de Stockwell*

TW *Transformada Wavelet*

TWC *Transformada Wavelet Contínua*

TWE *Transformada Wavelet Estacionária*

TWD *Transformada Wavelet Discreta*

TACS *Transient Analysis of Control Systems*

VANT *Veículo Aéreo Não Tripulado*

VTCD *Variação de Tensão de Curta Duração*

LISTA DE SÍMBOLOS

$CargaConc_{noA_{Linha_i}}$ — soma das potências ativas das cargas concentradas na extremidade A da linha i

$CargaConc_{noB_{Linha_i}}$ — soma das potências ativas das cargas concentradas na extremidade B da linha i

$CargaConc_{Total}$ — soma das potências ativas das cargas concentradas do sistema

$CargaDist_{LinhaAdjac_{j,i}}$ — soma das potências ativas das cargas distribuídas na linha j que é adjacente a linha i

$CargaDist_{Linha_i}$ — soma das potências ativas das cargas distribuídas na linha i

$CargaDist_{Total}$ — soma das potências ativas das cargas distribuídas do sistema

D — produto de Kronecker entre Φ e I_L

E — energia calculada

E_α — energia calculada para a fase α ($\alpha = A, B$ ou C)

$E_{\alpha-p}$ — energia de *pickup* da fase α

$E_{\alpha-pc}$ — energia de *pickup* candidata da fase α

E_{max} — máximo valor de energia entre as fases A, B e C

$E_{nominal}$ — energia equivalente para a corrente nominal

E_{pm} — energia mínima de *pickup*

f — variável de frequência

f_c — frequência de corte

f_{cc_i} — fator de carga concentrada para a linha i com indicador de falta

f_{cd_i} — fator de carga distribuída para a linha i com indicador de falta

F_{CA} — fator de carga

F_{CF} — fator de confiabilidade

F_{CF_α} — fator de confiabilidade da fase α

FR_1 — fator de restrição quanto ao número de indicadores de falta

FR_2 — fator de restrição quanto a presença de indicadores de faltas em linhas adjacentes

$i_{n\alpha}$ — amostra n de corrente da fase α

I_α — corrente de operação da fase α (medida pelo transformador da subestação)

$I_{\alpha-p}$ — corrente de *pickup* da fase α

\mathbf{I}_f — vetor de corrente de falta dos nós (esparso)

\mathbf{I}_{fu} — parte do vetor \mathbf{I}_f que corresponde aos nós sem medições de tensão

\mathbf{I}_{fm} — parte do vetor \mathbf{I}_f que corresponde aos nós com medições de tensão

\mathbf{I}_s^{pos} — vetor de correntes de pós-falta das unidades de geração distribuída

\mathbf{I}_s^{pre} — vetor de correntes de pré-falta das unidades de geração distribuída

\mathbf{I}_L — matriz identidade de tamanho L

k_α — fator de demanda da fase α

MME_α — média móvel de energia da fase α

n_{IF} — número de indicadores de falta da solução candidata

nf_{IF} — número fixado (escolhido) de indicadores de falta

$N(\mu, \sigma)$ — distribuição gaussiana com média μ e desvio padrão σ

N_{IF} — número de indicadores de falta da solução candidata

$p(a)$ — densidade probabilística gaussiana de a

tc — contador de tempo

T — intervalo da janela amostral

\mathbf{U}^{pos} — vetor de tensões de pós-falta

\mathbf{U}^{pre} — vetor de tensões de pré-falta

\mathbf{v} — vetor de diferenças (ruídos) desconhecido

\mathbf{V} — matriz de diferenças (ruídos) desconhecida

\mathbf{x} — vetor de estimação esparso

$\tilde{\mathbf{x}}$ — expansão de \mathbf{x} para separar a parte real e imaginária

\mathbf{y} — vetor de medições

$\tilde{\mathbf{y}}$ — expansão de \mathbf{y} para separar parte real e imaginária

\mathbf{Y} — matriz de medições disponíveis

$\bar{\mathbf{Y}}$ — matriz de admitâncias nodal do sistema de distribuição

$\bar{\mathbf{Y}}_{mm}$ — parte de $\bar{\mathbf{Y}}$ em cujas posições das linhas e colunas correspondem aos nós com medições de tensão

$\bar{\mathbf{Y}}_{mu}$ — parte de $\bar{\mathbf{Y}}$ em cujas posições das linhas e colunas correspondem aos nós com e sem medições de tensão, respectivamente

$\bar{\mathbf{Y}}_{um}$ — parte de $\bar{\mathbf{Y}}$ em cujas posições das linhas e colunas correspondem aos nós sem e com medições de tensão, respectivamente

$\bar{\mathbf{Y}}_{uu}$ — parte de $\bar{\mathbf{Y}}$ em cujas posições das linhas e colunas correspondem aos nós sem medições de tensão

\mathbf{X} — matriz de fontes desconhecidas

z_{abc} — expansão de $\tilde{\mathbf{x}}$ para a forma trifásica

$\bar{\mathbf{Z}}$ — matriz de impedâncias nodal do sistema de distribuição

zE_α — escore-z da fase α

zE_{max} — máximo escore-z calculado dentre as fases A, B e C

α_1 — constante de normalização de F_{CF}

α_2 — constante de normalização de F_{CA}

$\alpha_{Linha i}$ — taxa de falha da linha i

$\beta_{Linha i}$ — fator de ponderação associado ao número de fases da linha i

$\Delta \mathbf{I}_s$ — vetor de desvios de corrente das unidades de geração distribuída

$\Delta \mathbf{I}_{sm}$ — parte de $\Delta \mathbf{I}_s$ em cujas posições corresponde aos nós com medições de tensão

$\Delta \mathbf{I}_{su}$ — parte de $\Delta \mathbf{I}_s$ em cujas posições corresponde aos nós sem medições de tensão

$\Delta \mathbf{U}$ — vetor de desvios de tensão

$\Delta \mathbf{U}_m$ — parte de $\Delta \mathbf{U}$ em cujas posições corresponde aos nós com medições de tensão

$\Delta \mathbf{U}_u$ — parte de $\Delta \mathbf{U}$ em cujas posições corresponde aos nós sem medições de tensão

γ_i — hiperparâmetro não-negativo que controla a esparsividade das linhas de \mathbf{X}

λ — hiperparâmetro de regularização

$\mu_{\mathbf{x}}$ — média associada à densidade probabilística de predição da regra de Bayes

$\Sigma_{\mathbf{0}}$ — matriz de variâncias associada à densidade probabilística de antecedente de \mathbf{x}

$\Sigma_{\mathbf{x}}$ — matriz de variâncias associada à densidade probabilística de predição de \mathbf{x} da regra de Bayes

Φ — matriz dicionária

$\tilde{\Phi}_{abc}$ — expansão de Φ para separar a parte real e imaginária

τ — variável no tempo

$\tilde{\Omega}_{abc}$ — expansão de $\tilde{\Phi}$ para a forma trifásica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa e desafios da pesquisa	2
1.2	Objetivos e contribuições da pesquisa	4
1.3	Organização da tese	6
1.4	Lista de publicações	7
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
2.1	Artigos sobre detecção e classificação de falta	12
2.2	Artigos sobre localização de faltas	15
2.2.1	Métodos baseados em impedância	15
2.2.2	Métodos baseados em inteligência artificial	24
2.2.3	Métodos baseados em ondas viajantes	27
2.2.4	Métodos baseados em indicadores de falta	32
2.2.5	Métodos baseados em medições esparsas de tensão e corrente	37
2.2.6	Comparação dos métodos de localização de faltas	45
3	METODOLOGIA PROPOSTA PARA O DIAGNÓSTICO DE FALTAS	50
3.1	Processamento dos sinais de tensão e corrente	51
3.1.1	Filtragem dos sinais	51
3.1.2	Aplicação da Transformada de Stockwell (TS)	52
3.2	Módulo de detecção de faltas	53
3.3	Módulo de classificação de faltas	54
3.4	Adaptação dos limiares de detecção de faltas	56
3.5	Restrições para a adaptação dos limiares de energia das fases	58
3.5.1	Restrição de religamento	58
3.5.2	Restrição durante eventos transitórios	58
3.5.3	Restrição após eventos transitórios	59
3.5.4	Restrição de subcarga	60
3.6	Determinação da região faltosa	60
3.6.1	Alocação ótima de indicadores de falta	62
3.6.2	Metodologia de identificação da região faltosa	65
3.7	Módulo de localização de faltas	67
4	SIMULAÇÕES E ANÁLISES DE RESULTADOS	72

4.1	Descrição do software Alternative Transients Program (ATP)	72
4.2	Descrição do sistema teste e das simulações realizadas	73
4.3	Resultados dos testes de detecção e classificação das faltas	76
4.3.1	Evento 1: Detecção de duas faltas de alto valor de resistência de falta e distantes da subestação no SD sem conexão de GD	76
4.3.2	Evento 2: Detecção de faltas de alto valor de resistência de falta e distantes da subestação no SD com conexão de GD	77
4.3.3	Evento 3: Detecção de faltas com alto valor de resistência de falta no SD com conexão de GD, considerando medições com ruídos	82
4.3.4	Evento 4: Detecção de uma falta no SD com conexão de GD, considerando a atuação de um fusível	82
4.3.5	Evento 5: Detecção de faltas no SD com conexão de GD, considerando a atuação de um religador	86
4.3.6	Eventos gerais	86
4.4	Resultados de alocação dos Indicadores de Falta (IF)	90
4.5	Resultados dos testes de localização das faltas	93
4.5.1	Resultados de localização empregando a técnica de T-MSBL	93
4.5.1.1	Resultados do sistema sem conexão de GD	94
4.5.1.2	Resultados do sistema com conexão de GD	99
4.5.2	Resultados de localização para o sistema de 34 nós empregando o método de impedância	103
5	CONCLUSÕES	106
	REFERÊNCIAS	109
	APÊNDICE A ALGORITMO BAYESIANO T-MSBL	122
	APÊNDICE B GERADORES DISTRIBUÍDOS SÍNCRONOS	127
	APÊNDICE C PERFIS DE CARGAS	130
	APÊNDICE D DESCRIÇÃO DO MÉTODO DE IMPEDÂNCIA	132

INTRODUÇÃO

A operação segura de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) implica no suprimento ininterrupto de energia elétrica com os padrões desejáveis de qualidade. Entretanto, devido a sua abrangência, ele está sujeito a frequentes distúrbios ocasionados por intempéries, falha de equipamentos, presença de animais nas redes, falha humana, entre outros (SATO, 2014). Esses distúrbios podem resultar em faltas. Assim como no documento [IEEE Std 3002.3-2018 \(2019\)](#), para esta tese, falta é sinônimo de curto-circuito e, portanto, refere-se à corrente que flui de um condutor para o terra ou para outro condutor devido à uma conexão anormal. No âmbito da proteção de sistemas, as faltas devem ser isoladas o quanto antes de modo a mitigar os efeitos negativos gerados. Esse processo de interrupção é comumente seguido de uma reenergização de modo a restabelecer o suprimento de energia em caso de faltas temporárias (PAITHANKAR; Bhide, 2004).

Especificamente, cerca de 80% de todas as interrupções dos consumidores são causadas por faltas no SD de energia elétrica (BAHMANYAR *et al.*, 2017). No Brasil, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o tempo médio de interrupção de energia das concessionárias tem caído. Em 2011, era de 18,61 horas, e em 2020 e 2021 diminuiu para 11,54 e 11,77 horas, respectivamente (ANEEL, 2022). Apesar disso, esse tempo ainda é elevado. Em países da Europa, como Luxemburgo, Dinamarca, Alemanha, Países Baixos e Suíça, por exemplo, este tempo é menor que 50 minutos (CEER, 2016). Ainda, conforme o relatório da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), no país há grandes prejuízos no setor industrial associados às Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD), as quais são causadas, principalmente, por curtos-circuitos (ABRACE, 2014).

Em termos de regulamentação, a ANEEL, por meio do módulo 8 do documento Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), além de outros, avalia os indicadores de qualidade do serviço - Duração Equivalente de Inter-

rupções (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) - e penaliza as concessionárias de energia que violem os padrões recomendados no caso de interrupções com duração superior a 3 minutos - é o caso das interrupções contabilizadas na média anual ora citadas. Caso o período não ultrapasse esse valor, de acordo com o mesmo documento, em atendimento aos procedimentos de qualidade do produto, o evento é registrado conforme as tabelas de estratificação das VTCD. Assim, embora nessas condições não sejam estabelecidas quaisquer penalizações, os registros das VTCD servem como indicativo do padrão de qualidade da energia da concessionária (ANEEL, 2021).

Nesse sentido, há um grande interesse das concessionárias de energia por métodos de localização de faltas, quer seja para acelerar o restabelecimento da continuidade do suprimento de energia, quer seja para promoção de soluções que acarretem em melhoria dos indicadores de qualidade do produto e, por sua vez, da qualidade do serviço prestado. O desafio posto é que as redes de distribuição têm se tornado um sistema ativo, caracterizado pela crescente integração dos Recursos Energéticos Distribuído (REDs) e maior automação dos SD. Dentre os recursos distribuídos, a integração da GD merece uma atenção especial porque usualmente ela é variável e intermitente (DUGAN; MCGRANAGHAN, 2011). Em 2020, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a micro e mini GD no Brasil atingiu 9.810 GWh com uma potência instalada de 8.965 MW (EPE, 2021). A EPE prevê ainda que a capacidade instalada desse tipo de geração em 2031 poderá variar de 27 GW (cenário inferior) até 47 GW (cenário superior) (MME/EPE, 2022).

1.1 Justificativa e desafios da pesquisa

Em resposta ao crescimento da demanda de energia e as preocupações ambientais sobre a necessidade de redução da emissão de poluentes, as redes de distribuição modernas devem dispor de uma massiva presença de REDs e de uma infraestrutura de medição avançada, em inglês, *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), de modo a fornecer energia aos consumidores com elevado padrão de qualidade (ZHANG *et al.*, 2020). Do ponto de vista da proteção de sistemas elétricos, algumas questões que concernem a introdução da GD em sistemas existentes são: impacto nas análises de curtos-circuitos, ajustes nos relés de proteção e funções de controle e impactos na localização das faltas e práticas de compensação de reativos. Isso implica na necessidade de uma busca contínua para automação das respostas a faltas dos SD (DUGAN; MCGRANAGHAN, 2011).

É válido ressaltar, porém, que o impacto da penetração da GD tem sido pouco abordado nos artigos sobre localização de faltas. De fato, os tradicionais métodos de localização são baseados na premissa que as variações de tensão e corrente durante a falta observadas na subestação são causadas unicamente pela falta. Nas redes de distribuição ativas, porém, a resposta da subestação para falta pode ser diferente devido às contribuições das

unidades de GD. Diante dessas constatações, é evidente que o tema em pauta carece de maiores investigações. Novos métodos precisos e seguros de detecção e localização de faltas, considerando as novas fontes de suprimento de energia, são necessários para minimizar o período de interrupção e melhorar a eficiência dos processos de restauração do suprimento de energia (ZHANG *et al.*, 2020).

Basicamente, um diagnóstico de falta compreende três etapas: detecção, classificação e localização de faltas (SALIM *et al.*, 2008), descritas a seguir. Apesar disso, ainda que as etapas de detecção e, muitas das vezes, de classificação sejam requeridas na etapa de localização, no escopo das redes de distribuição, a grande maioria das publicações na literatura focam apenas nessa última etapa. Para preencher essa lacuna, esta tese propõe um esquema de diagnóstico de faltas que contemple de forma integrada essas três etapas, fortalecendo contribuições especialmente nessas duas primeiras etapas.

- 1) Detecção da falta: caracteriza-se pela automação do reconhecimento de distúrbios de faltas nas redes de distribuição (BISCARO *et al.*, 2016);
- 2) Classificação da falta: compreende-se pela obtenção da informação do tipo de falta (monofásica, bifásica e trifásica) e das fases envolvidas na falta e, por sua vez auxilia nos procedimentos de localização (ZHANG *et al.*, 2013);
- 3) Localização da falta: caracteriza-se pela estimação da linha faltosa e da posição da falta nessa.

Tradicionalmente, os procedimentos de localização de faltas das concessionárias de energia são baseados em IF visuais e técnicas de identificação manual, incluindo tentativa de restauração do sistema por chaveamentos, mapeamento das interrupções com base em reclamações dos consumidores e inspeções ao longo do alimentador (TRINDADE, 2013). Recentemente, a integração da GD nas redes de distribuição apresenta-se como um novo desafio para a aplicação dessas técnicas tradicionais. Ao mesmo tempo, mais e mais medidores têm sido adicionados para aumentar a confiabilidade do SD. Como uma resposta, esforços em termos da automação da distribuição têm sido recorrentes, caracterizados pela introdução de um sistema de gerenciamento de distribuição avançado, em inglês, *Advanced Distribution Management Systems* (ADMS). O operador do ADMS tem acesso a informações mais precisas provenientes da AMI, do sistema de informação georreferenciado, em inglês, *Geospatial Information System* (GIS), do sistema de gerenciamento de interrupções, em inglês, *Outage Management System* (OMS), e do Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados, em inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA). Atualmente, o SCADA têm sido usado para monitorar e, em alguns casos, controlar os REDs (VADARI, 2020).

Nesse cenário, nos últimos anos, há grande motivação por parte da comunidade científica em estabelecer métodos inteligentes para a localização de faltas em SD (BAHMANYAR *et al.*, 2017). De um modo geral, estes métodos envolvem técnicas de localização desenvolvidas e consolidadas para aplicações em sistemas de transmissão, uma vez que faltas nesses sistemas têm maior abrangência e possuem maior dificuldade de detecção física por inspeção visual (SAHA, 2010). Não obstante, como em torno de 80% das faltas são observadas em SD, justifica-se a adaptação dessas técnicas. Sobre esse aspecto, é válido destacar algumas características das redes de distribuição atuais que dificultam a aplicação dessas técnicas:

- Múltiplas ramificações, podendo incorrer em múltipla estimação do local da falta;
- Os condutores das linhas de distribuição variam, ao longo do alimentador, de tipo e tamanho e não há transposição deles;
- O perfil de carga é diferente em cada porção do sistema;
- O carregamento dos transformadores dos alimentadores é distinto para cada fase e tem constantes variações ao longo do dia;
- O efeito da resistência de falta é significativo;
- A evolução da magnitude e característica das faltas pode confundir a correta classificação do tipo de falta por um relé.

Além das questões pontuadas, conforme já explanado, os geradores distribuídos caracterizam outro aspecto que dificulta a proposição de métodos de localização das faltas. Esses tornam o SD com múltiplas fontes de suprimento (normalmente, com geração intermitente) e alteram o fluxo de potência para bidirecional. O impacto da penetração da GD nos métodos de detecção, classificação e localização de faltas é um dos focos desta pesquisa.

1.2 Objetivos e contribuições da pesquisa

Diante do contexto apresentado, fica evidenciado que a presente tese se encontra direcionada na proposição de um método integrado para detecção, classificação e localização de faltas em redes de distribuição ativas, tendo por meta a redução do tempo de resposta da restauração do sistema após uma interrupção ou a localização de pontos do sistema onde ocorreram VTCD.

Para atender a este objetivo principal, esta tese apresenta os seguintes objetivos específicos:

- Elaboração de um esquema de simulação a partir do sistema de teste do IEEE de 34 nós adaptado com GD, considerando variação do perfil de geração-demanda

da subestação devido às variações nos níveis de penetração da GD e entrada e saída de cargas no SD;

- Desenvolvimento de uma estratégia para detectar distúrbios nas redes de distribuição ativas oriundos de curtos-circuitos e determinar o tipo de falta, com base em medições trifásicas de tensão e corrente no começo dos alimentadores;
- Proposição de uma estratégia para alocar IF na rede de distribuição. Também, apresentação de uma abordagem simplificada que permita uma rápida identificação da região faltosa a partir das informações desses dispositivos;
- Apresentação de um método para localização da seção de linha faltosa, considerando informações advindas de IF conectados ao sistema SCADA e de medidores fasorias integrados a AMI;
- Realização de testes de sensibilidade para analisar: 1) o efeito do tipo de falta; 2) o efeito da resistência de falta; 3) o efeito da variação das cargas; 4) o efeito dos níveis de penetração das unidades de GD; 5) o efeito de ruído de medições; 6) o efeito da variação dos parâmetros das linhas; 7) o efeito da alocação dos medidores.

Como contribuição desta tese tem-se, portanto, a metodologia integrada de detecção, classificação e localização de faltas. Destaca-se nessa metodologia a proposição dos limiares de detecção adaptativos, os quais são também usados na etapa de classificação das faltas e de um método de fácil entendimento e aplicabilidade para a alocação de IF no alimentador de distribuição. Além disso, tem-se a apresentação e o uso de um algoritmo eficiente de *compressive sensing* para localizar as faltas com apresentação de um potencial ponto de melhoria nele através de uma adaptação para considerar a informação da região faltosa.

Como já comentado, essas contribuições vão ao encontro a uma necessidade verificada na literatura de um esquema que integre métodos de detecção e classificação aos métodos de localização atualmente propostos. De fato, a proposta de um algoritmo dedicado à detecção e classificação toma a vantagem de monitorar a rede a partir de um único local e fornecer ao localizador de falta uma resposta mais rápida sobre a condição de falta para que se possa inicializar os processos de localização. A partir de então, podem ser requisitados pelo ADMS, por exemplo, dados de medidores da AMI e de IF do SCADA. Atualmente, as interrupções não planejadas precisam ser primeiro registradas no OMS e repassadas, então, para o ADMS (VADARI, 2020). Diante disso, torna-se difícil identificar faltas transitórias causadoras de VTCD.

É importante destacar ainda que, para a concessionária de energia, a experiência do cliente durante uma interrupção é mandatória para melhorar os índices de satisfação do consumidor e atrair novos negócios (VADARI, 2020). Nesse aspecto, é desejável associar

ao processo de localização de faltas uma prioridade a clientes especiais, incluindo na lista aqueles com alta demanda de potência. Esse passo pode ser alcançado especialmente por meio de uma alocação otimizada de IF. Conforme será explorado na Seção 2.2.4, recentemente, várias publicações foram direcionadas a atender a esse requisito. O problema é que as metodologias propostas estão centradas em um grande número de formulações matemáticas complexas envolvendo custos de instalação e de ressarcimento de cliente, as quais podem precisar ser ajustadas para cada país ou mesmo para concessionária de energia. Nessa conjuntura, a metodologia simplificada de alocação de IF desta tese é bastante atrativa. Ainda, como esses dispositivos, em geral, são mais baratos do que outros sensores de rede e, ao mesmo tempo, requerem uma infraestrutura simples de comunicação, eles podem ser usados para aprimorar os métodos de localização existentes, conforme será demonstrado nos estudos desta tese. Esses e os demais estudos para validação das metodologias propostas são realizados a partir do sistema de distribuição de média tensão do IEEE de 34 nós, considerando os testes de sensibilidade ora listados. Este é um sistema real usado como um dos alimentadores padrão para estudos de transitórios. Esse alimentador incorpora características importantes, como linhas trifásicas e monofásicas, reguladores e cargas balanceadas e desbalanceadas.

1.3 Organização da tese

Além do presente capítulo introdutório, esta tese encontra-se sistematizada como segue:

Capítulo 2 - Revisão bibliográfica

Nesse capítulo é feita a discussão das principais abordagens utilizadas na literatura para a localização de faltas, incluindo as etapas anteriores de detecção e classificação de faltas.

Capítulo 3 - Metodologia proposta para o diagnóstico de faltas

Este capítulo está centrado na proposição da metodologia integrada desta tese, destacando cada uma das etapas envolvidas.

Capítulo 4 - Simulações e análises dos resultados

Neste capítulo é apresentado, inicialmente, o *software* de simulação e, posteriormente, o detalhamento das simulações realizadas e dos resultados dos testes de detecção, classificação, alocação dos IF e localização das faltas para o sistema do IEEE de 34 nós.

Capítulo 6 - Conclusões

Por fim, as principais constatações e contribuições são sumarizadas e discutidas, apontando possíveis horizontes para continuidade dos trabalhos desta tese.

1.4 Lista de publicações

Durante o desenvolvimento do trabalho de doutorado, como resultados decorrentes direta e indiretamente da tese, foram feitas as publicações abaixo.

Publicações de autoria do doutorando relacionadas à pesquisa de doutorado:

- **SANTOS, G. G;** MENEZES, T. S.; BARRA, P. H. A.; VIEIRA, J. C., An efficient fault diagnostic approach for active distribution networks considering adaptive detection thresholds, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 136, 2022.
- **SANTOS, G. G;** VIEIRA, J. C., Optimal placement of fault indicators to identify fault zones in distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 36, No. 5, 2021.
- **SANTOS, G. G;** MENEZES, T. S.; VIEIRA, J. C.; BARRA, P. H. A., An S-transform based approach for fault detection and classification in power distribution systems, In *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Atlanta, USA, 2019.

Publicações de coautoria do doutorando relacionadas à pesquisa de doutorado:

- LOPES, G. N.; MENEZES, T. S.; **SANTOS, G. G.**; TRONDOLI, L. H. P. C.; VIEIRA, J. C. M, High impedance fault detection based on harmonic energy variation via S-transform, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 136, 2022.
- BARRA, P. H. A.; PESSOA, A. L.; MENEZES, T. S.; **SANTOS; G. G.**; COURRY, DENIS V.; OLESKOVICZ, M, Fault location in radial distribution networks using ANN and superimposed components, In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, Gramado, Brasil, 2019.
- SANTOS, G. P.; **SANTOS, G. G.**; MENEZES, T. S; VIEIRA, J. C; BARABALHO, P. I. A, New approach for fault classification based on S-transform and artificial neural network, Em *XIII Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica*, São Caetano do Sul, Brasil, 2019.

Outras publicações:

- **SANTOS, G. G.**; OLIVEIRA, T. L.; OLIVIERA, J. C; VIEIRA, J. C, A hybrid method for harmonic state estimation in partially observable systems; International Transactions on Electrical Energy Systems, Vol. 31, No. 3, 2020.
- BARRA, P. H. A.; **SANTOS, G. G.**; MACEDO, J. R., Reactive Power Compensation Analysis Based on IEEE Standard 1459 Power Definitions (in Portuguese), Em XIII Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica, São Caetano do Sul, Brasil, 2019.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nas últimas duas décadas, significativas propostas em localização de faltas para sistemas de distribuição foram publicadas na literatura. A localização de uma falta acontece depois que ela é detectada e, por sua vez, classificada. A etapa de classificação da falta pode não ser exigida para alguns métodos de localização. Entretanto, é fato que o conhecimento das fases envolvidas na falta, bem como da presença ou não do terra, auxilia no processo de localização da falta, permitindo a elaboração de métodos de localização mais específicos e, logo, uma estimativa mais rápida do local da falta. Além disso, o tipo de falta também pode ser incorporado ao histórico de faltas de uma subestação (SAHA, 2010). É importante ressaltar que muitos trabalhos focados na localização de faltas, embora não proponham qualquer algoritmo de classificação, utilizam-se da informação do tipo de falta em seus métodos. Alguns exemplos de artigos sobre localização de faltas que consideram a informação do tipo de falta advinda de algum equipamento comercial de classificação ou algum outro método de classificação são: Borghetti *et al.* (2006), Salim *et al.* (2009), Liao (2011), Lotfifard *et al.* (2011), Gong e Guzman (2013), Dashti e Sadeh (2014), Chen *et al.* (2015), Mora-Flórez *et al.* (2015), Adewole *et al.* (2016), Jamali e Bahmanyar (2016), Correa-Tapasco *et al.* (2018), Shi *et al.* (2019), Arsoniadis *et al.* (2021) e Apostolopoulos *et al.* (2022).

Muitos dos algoritmos de localização de faltas assumem que as faltas são detectadas e classificadas por meio de um dispositivo de proteção (SAHA, 2010; CHEN *et al.*, 2016). Entre os vários tipos de relés de proteção, o relé de sobrecorrente é o mais simples e o mais usado. Esses relés comumente usam a Transformada de Fourier (TF) para obter a amplitude dos sinais de tensão e corrente (COSTA *et al.*, 2017; LEAL *et al.*, 2019). Nas aplicações usando a TF, considera-se normalmente a Transformada de Fourier de Tempo Curto (TFTC), a qual desenvolve uma análise do sinal amostrado usando uma janela deslizante com largura constante (monorresolução). Essa janela fixa pode ser uma limitação, uma vez que o sinal dentro dela é considerado estacionário (MOUKADEM *et al.*, 2014; CHEN *et al.*, 2016). Além disso, o relé de sobrecorrente é ajustado com base

em simulações de curto-circuito em regime permanente considerando baixos valores de resistência de falta (SHORT, 2018). Dessa forma, ele pode não detectar e classificar faltas com altos valores de resistência de falta.

É preciso reconhecer ainda que a expansão da GD e, conseqüentemente, o fluxo bidirecional nas redes de distribuição pode diminuir a sensibilidade e seletividade dos relés de sobrecorrente e, de forma similar, de quaisquer métodos de detecção de falta baseados em sobrecorrente (LEAL *et al.*, 2019; DARABI *et al.*, 2020; STREZOSKI *et al.*, 2020; TOMAR; KANDARI, 2020). Note que, embora a contribuição de uma única unidade de GD possa ser pequena, o efeito agregado de múltiplas fontes geradoras é certamente significativo nas correntes de faltas, dificultando, portanto, a detecção da falta (COFFELE *et al.*, 2015). Apesar disso, conforme relata Costa *et al.* (2017), as perspectivas no âmbito da proteção ponderam para a preservação da estratégia de proteção de sobrecorrente mesmo com o aumento da penetração da GD, mas com novas contribuições relevantes, englobando as denominadas proteções de sobrecorrente adaptativas.

Em suma, eventuais falhas da proteção podem prejudicar os procedimentos de localização de falta. Assim, métodos independentes da proteção existentes para detectar e classificar as faltas são atrativos. Neste contexto, alternativamente à TF, muitos pesquisadores têm defendido o uso de outras técnicas de processamento de sinais para extrair as características dos sinais de tensão e corrente, como a Transformada Wavelet (TW) e a Transformada de Stockwell (TS) (SALIM *et al.*, 2008; SAHA, 2010; CHEN *et al.*, 2016). Estas técnicas foram relatadas como sendo mais eficientes do que a TF, uma vez que elas podem ser aplicadas para sinais não-estacionários (UDDIN *et al.*, 2018).

Usualmente, os métodos de detecção e classificação propostos na literatura se baseiam nas características dos sinais de corrente e tensão adquiridos por meio de medições na subestação. Por exemplo, valores de energia calculados para os sinais de corrente (e, eventualmente, de tensão) em uma dada frequência determinam a condição de falta. Por sua vez, uma análise comparativa da energia desses sinais nos instantes de pré-falta e durante a falta classificam as fases envolvidas na falta. Conforme será detalhado mais adiante, para esta análise, técnicas de aprendizagem como redes neurais são frequentemente usadas.

Por último, a localização de faltas em redes de distribuição tem sido objeto de várias pesquisas, com diversas abordagens. Neste caso, é importante apontar dois fatores que justificam tal interesse. Primeiro, apesar de existir uma larga variedade de métodos de localização atualmente consolidados e aplicados em redes de transmissão, a localização de faltas em redes de distribuição, devido às suas distintas características discutidas no capítulo introdutório deste documento, ainda estão em discussão e almejam novas contribuições. Segundo, as novas tecnologias de medição e comunicação, bem como a própria evolução computacional, têm possibilitado a proposição de métodos mais precisos

e integrados ao processo de automação do SD.

Os trabalhos precursores sobre a localização da falta em redes de distribuição são fundamentados no conhecimento de especialistas e em dados do sistema SCADA de alarmes instantâneos, informações dos dispositivos de proteção, como o estado das chaves da subestação e dos alimentadores e correntes medidas nos relés de sobrecorrente. Alguns exemplos são as publicações de [Zhu et al. \(1997\)](#), [Lee et al. \(2000\)](#), [Chen et al. \(2000\)](#), [Chan e Lu \(2001\)](#) e [Chen et al. \(2001\)](#). Embora os modernos equipamentos de proteção já possuam comunicação, nas redes de distribuição eles ainda estão concentrados na subestação. Ao longo dos alimentadores, especialmente nos ramais laterais, a proteção se dá por fusíveis, cujo estado de operação é difícil de identificar automaticamente. Desse modo, a aplicabilidade dessas técnicas baseada no conhecimento do estado dos equipamentos de proteção é pouco viável.

De modo particular, o trabalho de [Zhu et al. \(1997\)](#) já introduz uma técnica conhecida de localização de falta. Ele propõe um método de localização fundamentado no cálculo da distância elétrica da falta (impedância), obtida a partir de medições de tensão e corrente na subestação, caracterizando, portanto, o método de impedância, o qual é amplamente utilizado. Os autores desse trabalho já antecipam sobre os problemas de múltipla estimação do local da falta decorrentes do método e propõem soluções via informações do estado dos dispositivos de proteção. Essas soluções, como já comentado para os trabalhos anteriores, apresentam limitações práticas. Tais limitações se estendem devido à simplificação do modelo da rede, não representativo das atuais redes de distribuição.

Ao longo das últimas duas décadas, os trabalhos que sucedem a aqueles apresentados podem ser caracterizados pela abordagem que melhor os caracterizam. Em conformidade com o sistema de monitoramento, comunicação e controle existente no SD, as distintas abordagens podem ser categorizadas como se segue.

- **Sistema de monitoramento da subestação:** por meio de medições de tensão e corrente na subestação são obtidas informações valiosas para a localização da falta, como a própria distância elétrica da falta, e para as funções de proteção. Esse é o monitoramento mais comum de qualquer rede de distribuição e é considerado nos métodos de detecção e classificação das faltas propostos no Capítulo 3.
- **SCADA:** por meio de medições de tensão e corrente (e grandezas derivadas, como potências ativas e reativas) e/ou do estado (*status*) dos equipamentos que compõem o sistema, como disjuntores, seccionadoras, cargas reativas, chaves automáticas, reguladores, religadores, atuações de relés e IF, pode ser reduzida ou mesmo identificada a região faltosa. Também, o sistema de controle, por meio de comandos e sinalizações feitas para mudanças no estado dos relés ou ajustes dos valores de referência de equipamentos, como reguladores e relés, pode

acelerar o processo de localização da falta. Adicionalmente, como já comentado, recentemente se tem incluído no sistema SCADA o monitoramento dos REDs com algumas possibilidades de controle deles.

- **Infraestrutura de Medição Avançada:** por meio de uma central de operação, onde há o processamento de dados advindos de dispositivos de medição inteligente - medidores inteligentes (em inglês, *smart meters*) e unidades de medição fasorial (*Phase Measurement Units* (PMUs) e Micro-PMUs (uPMUs)) - e uma estrutura avançada de comunicação, é possível aprimorar o sistema de detecção, classificação e localização de faltas. É possível também o fluxo bidirecional de dados entre a concessionária e o consumidor final, proporcionando informações a este sobre qual a causa da falta e o tempo estimado de restauração do sistema.

Neste capítulo, uma revisão sobre métodos de detecção, classificação e localização de faltas em redes de distribuição é apresentada. Cada seção finaliza com uma tabela resumo com a descrição dos artigos tratados. Vale pontuar que, como o estado da arte está centrado em métodos de localização, esse assunto é tratado mais profundamente em seis seções, sendo que, com exceção da última em que é feita uma comparação entre os artigos, cada seção explora uma abordagem distinta para a localização das faltas.

2.1 Artigos sobre detecção e classificação de falta

Nos processos de detecção e classificação das faltas, quase sempre, as medições são feitas em único ponto, que é a subestação ou o início dos alimentadores, no caso de existir mais do que um por subestação. Então, para as descrições subsequentes dos métodos de detecção e classificação, a menos que mencionado, considera-se que os sinais de tensão e corrente são obtidos a partir de um único ponto de medição.

Para começar, nos trabalhos de [Chen et al. \(2000\)](#) e [Das \(2006\)](#) foram propostos algoritmos de classificação de faltas baseados em lógica *fuzzy*. Em ambos se observa a dificuldade em definir as regras do sistema *fuzzy*. Em [Senger et al. \(2005\)](#), os autores apresentaram um método para determinação das fases envolvidas na falta em um Processador Digital de Sinais, em inglês, *Digital Signal Processor* (DSP), com base na comparação entre as componentes de sequência das correntes. Assim como é difícil definir as regras do *fuzzy*, também é complexo estabelecer os limiares de tais relações, sendo que as correntes medidas na subestação são muito distintas conforme o local e a resistência da falta.

Por sua vez, em [Goudarzi et al. \(2015\)](#), apresentou-se um classificador de faltas fundamentado exclusivamente nos afundamentos de tensão durante a falta. Considerando que o método tem por base apenas as medições de tensão na subestação, é de se esperar que ele apresente uma menor sensibilidade quando for testado para faltas com maiores valores

de impedância de falta ou longe da subestação. Também, se espera uma menor precisão conforme se altere a posição e o nível de penetração das unidades de GD presentes no SD.

Quando métodos independentes são usados para detectar e classificar as faltas, são muitas as aplicações envolvendo a TW (SALIM *et al.*, 2008; DECANINI *et al.*, 2012; EL-ZONKOLY, 2011; ZHANG *et al.*, 2013; BISCARO *et al.*, 2016). Nestas aplicações, os coeficientes da wavelet são usados para identificar o instante de detecção da falta e, posteriormente, identificar as fases faltosas. Os métodos desses artigos são baseados em análises estatísticas e em multirresolução dos sinais de tensão e corrente.

Em Salim *et al.* (2008), usa-se a energia dos coeficientes da wavelet de alta frequência, de 750 a 1000 kHz, obtidos a partir das características dos sinais de corrente extraídas via Transformada Wavelet Estacionária (TWE). Com o foco em proteção de sistemas com relés agentes, o trabalho de El-Zonkoly (2011) usa a soma da entropia dos coeficientes da wavelet dos sinais discretos de correntes monitorados nos relés agentes nas componentes de Clarke para classificar as faltas. Ambos os trabalhos propuseram métodos analíticos, mas não indicaram como os parâmetros de detecção e classificação deveriam ser ajustados para diferentes sistemas. Além do mais, como os próprios autores de Salim *et al.* (2008) advertiram, os coeficientes de interesse da wavelet podem mudar quando wavelets-mães diferentes forem usadas.

Por sua vez, os trabalhos de Decanini *et al.* (2012) e Biscaro *et al.* (2016) utilizam dos coeficientes da wavelet da decomposição dentro de três níveis dos sinais de corrente processados pela Transformada Wavelet Discreta (TWD) para detectar as faltas. Ambas as publicações empregam uma rede neural *ARTMAP fuzzy* para classificar as faltas. No entanto, em Decanini *et al.* (2012), os coeficientes da wavelet dos sinais de tensão são inclusos no processo de classificação. Ressalta-se que a publicação de Biscaro *et al.* (2016) se restringe aos sinais de corrente para classificar as faltas e usa a Transformada Rápida de Fourier (TRF) ao invés da TWD. Também usando a decomposição em multirresolução da TW dentro de três níveis, segue o trabalho de Zhang *et al.* (2013). Nesse trabalho, os sinais de correntes são reconstruídos considerando a faixa de frequência de 0,625 a 2,5 kHz. Esses sinais de correntes reconstruídos e os sinais de tensão de sequência zero, obtidos via aplicação da TRF, são usados na classificação das faltas via Sistema de Inferência Neuro-Fuzzy Adaptativo, em inglês, *Adaptive Neural Fuzzy Inference System* (ANFIS).

Uma vantagem em se usar a TW é que o ajuste da largura de janela pode ser feito por meio da seleção da wavelet mãe. No entanto, os resultados desta transformada são sensíveis a ruídos, o que pode prejudicar a detecção e a classificação das faltas. Note que nenhum dos quatro trabalhos anteriores consideram testes com sinais ruidosos. Com o objetivo de minimizar o impacto de ruídos, os trabalhos de Shafiullah e Abido (2018) e Santos *et al.* (2019) utilizaram a TS para detectar e classificar as faltas. No método de Shafiullah e Abido (2018), os procedimentos de detecção e classificação das faltas são

feitos por meio de Redes Neurais Artificiais (RNAs), considerando as correntes de ramos selecionados. Por sua vez, no método de Santos *et al.* (2019), são consideradas apenas medições na subestação, porém, com a inclusão de medições de tensão em adição as de corrente durante o processo de classificação. Nesse trabalho, a rede neural é também usada somente durante a classificação. Ambos os trabalhos apresentaram bons resultados de localização nos testes considerando uma relação-sinal-ruído (do inglês, *Signal-to-Noise Ratio* (SNR)) de até 20 dB.

Como se pode perceber, muitos dos pesquisadores utilizam-se de algoritmos de aprendizagem de máquinas para a detecção e, principalmente, para a classificação das faltas. Complementarmente aos trabalhos já citados, pode-se citar outros exemplos. Em Thukaram *et al.* (2005), os autores propuseram um método de classificação baseado em Máquina de Vetores de Suporte (MVS), em Sonoda *et al.* (2018), baseado em algoritmo de sistema imunológico artificial; em Shafiullah *et al.* (2017), baseado em RNA e em Zhao e Barati (2021), baseado em rede neural convolucional, em inglês, Convolutional Neural Network (CNN). Ressalta-se, porém, que os testes de Shafiullah *et al.* (2017) são feitos considerando um sistema equilibrado com uma única linha de distribuição e, por sua vez, avalia apenas a quantidade de fases envolvidas na falta. Embora esses trabalhos tenham apresentado bons resultados, é preciso questionar qual é o impacto do conjunto de treinamento no desempenho deles. De fato, a formação do conjunto de treinamento envolve vários cálculos estatísticos, sendo alguns complexos, para tratamento dos dados. Como um resultado, constata-se uma grande quantidade de atributos para definição das entradas desses algoritmos, o que pode até mesmo inviabilizar a praticidade desses.

Ademais, conforme foi verificado em Santos *et al.* (2019), o desempenho desses métodos baseados em algoritmos de aprendizagem é condicionado à previsão da conexão de GD durante o processo de treinamento. Nota-se que, dentre os trabalhos desta categoria, em adição ao trabalho de Santos *et al.* (2019), apenas os de Sonoda *et al.* (2018) e Zhao e Barati (2021) consideraram a conexão da GD. Salienta-se que, em Sonoda *et al.* (2018), foi negligenciada a variação nos níveis de penetração da GD, enquanto que, em Zhao e Barati (2021), o nível de penetração não é informado. Esse último artigo também considerou nos seus testes medições de magnitudes e ângulos de fases dos sinais de tensão e corrente obtidas por uPMUs.

Os artigos de Pignati *et al.* (2017) e Conte *et al.* (2022) também adotaram PMUs para detectar e classificar as faltas. Ambos os artigos apresentaram uma metodologia para detectar as faltas com base em estimadores de estado executados em paralelo, os quais identificam uma condição de falta pela comparação dos valores de resíduos de medição ponderados. Diferentemente de Pignati *et al.* (2017) que usou PMUs em todas as barras, em Conte *et al.* (2022), propõe-se uma alocação ótima de PMUs em que se determina o número de PMUs requeridos e sua alocação ótima. Neste último artigo, o processo de

detecção é expandido para uma segunda etapa na qual avalia-se a corrente de injeção de sequência zero. Essa etapa adicional assegura que faltas monofásicas sejam detectadas. Finalmente, nesses dois artigos, a classificação é inferida com base nos resultados do cálculo da corrente de falta. Um problema correlacionado a esses trabalhos é que instalar PMUs em todas as barras ou em várias barras para detecção de faltas pode não ser viável do ponto de vista econômico.

A Tabela 1 faz uma breve descrição de cada um dos métodos citados. É possível observar pela tabela que alguns métodos utilizam a componente de sequência zero da tensão ou corrente. Nesses casos, a magnitude desta componente permite avaliar se há o envolvimento do terra nas faltas.

2.2 Artigos sobre localização de faltas

Neste capítulo, faz-se uma ampla apresentação e discussão sobre as distintas abordagens de localização de faltas, destacando alguns trabalhos que as empregam. As seções subsequentes são organizadas de modo que, dentro de cada subseção, diferentes tópicos são tratados por meio da descrição dos métodos, contribuições e experiências de implementação dos artigos publicados, sendo que, no final da seção são constatadas as principais vantagens e desafios de cada abordagem. Na última seção, é feita uma análise comparativa entre os diversos trabalhos analisados. Porém, desde já, é válido destacar que é muito difícil apontar qual é a melhor abordagem para a localização de faltas em SD. O objetivo é, portanto, introduzir o leitor para as distintas abordagens possíveis, apontando os direcionamentos constatados.

2.2.1 Métodos baseados em impedância

Os trabalhos com essa abordagem utilizam do cálculo da impedância aparente ou da reatância para estimar a distância elétrica da falta com relação ao local de medição, que, na maioria das vezes, é a subestação. Baseado na teoria de análise de curto-circuito, a tensão da subestação pode ser expressa em termos das impedâncias de transferência consideradas entre a subestação e uma barra fictícia (desconhecida, referente ao local da falta) e a impedância equivalente da própria barra e, conseqüentemente, como uma função do local da falta. Desta forma, utilizando-se de medições de tensão e corrente da subestação é possível determinar o local da falta (LIAO, 2011).

De modo particular, alguns poucos trabalhos, como o de Das *et al.* (2012), consideram apenas medições de correntes na subestação. Neste caso, eles estimam os valores de tensão, acrescentando maiores incertezas ao método, especialmente quando se consideram as incertezas dos parâmetros da rede. Nesse artigo, observa-se também uma maior sensibilidade do método de localização de faltas aos valores de corrente de carga, bem como do local e da resistência de falta. Não obstante, os trabalhos mais recentes têm incluído em seus métodos

Tabela 1 – Métodos de detecção e/ou classificação de faltas propostos na literatura

Publicação	Breve descrição do método de detecção e/ou classificação da falta
(CHEN <i>et al.</i> , 2000)	Por meio de um algoritmo <i>fuzzy</i> , a classificação das faltas baseia-se em elevações de correntes nas fases e no neutro e em afundamentos de tensão nas fases faltosas.
(SENGER <i>et al.</i> , 2005)	Um módulo DSP foi desenvolvido baseando-se nas relações entre os componentes superpostos das magnitudes e fases dos componentes de sequência das correntes.
(THUKARAM <i>et al.</i> , 2005)	Um método de classificação baseado em medições de tensão e correntes e um classificador de MVS é apresentado.
(DAS, 2006)	Com base na diferença angular entre as componentes de sequência das correntes e a relação entre as respectivas magnitudes, um algoritmo <i>fuzzy</i> classifica a falta.
(SALIM <i>et al.</i> , 2008)	A detecção e a classificação das faltas são determinadas com base em inequações com as componentes de alta frequência dos sinais de correntes e na corrente de sequência zero.
(EL-ZONKOLY, 2011)	Uma estratégia de classificação baseada na soma da entropia dos coeficientes da wavelet de Clark dos sinais de correntes obtidos por medições de relés agentes localizados no SD é apresentada.
(DECANINI <i>et al.</i> , 2012)	A detecção da falta é dada pela variação dos coeficientes de detalhes dos sinais de corrente. Um método de classificação baseado em uma <i>ARTMAP fuzzy</i> é apresentado. Nesse, também se usam as características dos sinais de tensão e a corrente de sequência zero.
(LOVISOLO <i>et al.</i> , 2012)	Com base na amplitude das componentes de energia dos sinais de tensão e corrente no domínio de wavelet, a classificação da falta é feita utilizando-se de um algoritmo de MVS.
(ZHANG <i>et al.</i> , 2013)	Um classificador ANFIS é utilizado, tendo por base os sinais de correntes reconstruídos a partir de suas características extraídas via TW e a componente de sequência zero da tensão.
(GOUDARZI <i>et al.</i> , 2015)	As tensões trifásicas normalizadas (pela maior das tensões) medidas na subestação indicam quais são as fases faltosas.
(PIGNATI <i>et al.</i> , 2017)	Estimadores de estado em paralelo são executados considerando uma barra virtual adicionada em cada linha. Então, a detecção da falta é dada pela comparação entre a média dos resíduos ponderados de duas janelas subsequentes.
(BISCARO <i>et al.</i> , 2016)	A detecção das faltas é similar ao trabalho de (DECANINI <i>et al.</i> , 2012). Os sinais de corrente amostrados pela TRF é usado para identificar o tipo de falta por meio de uma rede neural <i>ARTMAP fuzzy</i> .
(SHAFIULLAH <i>et al.</i> , 2017)	Com base em medições de correntes trifásicas, a detecção e a classificação são feitas utilizando-se de RNAs.
(SHAFIULLAH; ABIDO, 2018)	As energias dos sinais de correntes no domínio de Stockwell são utilizadas por uma RNA para detectar e classificar a falta.
(SONODA <i>et al.</i> , 2018)	Por meio de medições de tensão na subestação e nos pontos de GD, um algoritmo de sistema imunológico artificial classifica a falta.
(SANTOS <i>et al.</i> , 2019)	A detecção das faltas é baseada na taxa de variação da média móvel das últimas energias obtidas através da TS. A classificação das faltas é feita por meio de uma RNA.
(ZHAO; BARATI, 2021)	A classificação das faltas é baseada no algoritmo de CNN, tendo como entradas as variações de pré-falta e durante a falta das magnitudes e fases dos sinais de tensão e corrente obtidas por dispositivos de medição fasorial.
(CONTE <i>et al.</i> , 2022)	O procedimento de detecção da falta é similar ao de Pignati <i>et al.</i> (2017), porém avalia-se adicionalmente a corrente injetada de sequência zero.

Fonte: Elaborada pelo autor.

dados de medições de tensão e corrente das unidades de GD. Essa inclusão tem como finalidade considerar os diferentes níveis de penetração da GD (GRAJALES-ESPINAL *et al.*, 2016).

Como principal desvantagem comum dos métodos baseados em impedância tem-se o problema de múltipla estimação, caracterizado pela identificação de mais de um local possível de ocorrência da falta devido, especialmente, à presença de ramais laterais. Para contornar o problema de múltipla estimação, utilizam-se desde o conhecimento de um especialista, dados históricos da própria subestação, informações quanto ao estado dos equipamentos de proteção e mapeamento da interrupção de energia por meio de reclamações de clientes até dados de dispositivos como IF, medidores inteligentes e PMUs. Particularmente, essas três últimas soluções possuem particularidades próprias, como é o caso da alocação desses dispositivos e, por isso, receberão uma classificação de abordagem à parte.

A robustez dos métodos baseados em impedância é demonstrada no artigo de Mora-Flòrez *et al.* (2008), no qual foram avaliados dez métodos propostos na literatura, sendo que a maioria desses apresentaram boa precisão nos testes realizados. Conforme é pontuado no artigo, a modelagem das linhas nos métodos analisados não segue um padrão, isto é, cada autor utiliza um modelo de linha diferente, de modo que esse possa ser um critério adotado na escolha do método a ser aplicado. No final desta seção, por meio das Tabelas 14 e 15, é possível verificar os diferentes tipos de modelos de linha usados pelos métodos propostos na literatura. A despeito disso, os autores de Salim *et al.* (2011) mostraram que a consideração da admitância *shunt* nos modelos de linhas melhora a precisão da localização da falta. Também, os autores de Dashti e Sadeh (2012) atingiram a mesma conclusão.

Outra observação de Mora-Flòrez *et al.* (2008) diz respeito à representação de cargas. Como é difícil conhecer a carga instantânea no momento de falta, a maioria dos métodos modelam elas como sendo do tipo impedância constante, igualmente a esta tese. De fato, normalmente, a corrente de falta medida na subestação é muito maior que a corrente de carga durante faltas de baixa impedância. Além disso, segundo Morales-Espana *et al.* (2009), as correntes das cargas são realmente significantes nas fases não-faltosas. Majoritariamente, os trabalhos de localização analisados nesta tese optam por considerar as correntes das cargas. Note que, com a abordagem do método da impedância, as medições estão restritas aos pontos de geração (subestação e demais fontes geradoras da rede) e, por isso, em geral, os modelos de cargas propostos em muitas das vezes não caracterizam a operação dinâmica de cada bloco de carga da rede de distribuição.

Nesse sentido, a dependência de medições nas cargas pode ser considerada uma limitação de vários métodos, como é o caso do apresentado em Dashti e Sadeh (2012). Por meio dos resultados dos testes desenvolvidos em Liao (2011), é possível constatar que o efeito de

variação das cargas é mais significativo em faltas monofásicas e com maiores valores de resistência de falta. Para prever o efeito das cargas nos métodos de localização baseados no cálculo da impedância, um indicador de relação de impedância foi proposto por [Herrera-Orozco et al. \(2014\)](#). De acordo com os autores, este índice pode ser aplicado a qualquer sistema para ter uma ideia da previsão esperada do localizador de faltas. Em [Senger et al. \(2005\)](#), os autores realizam um ajuste na potência das cargas em proporção à potência pré-falta da subestação, minimizando o efeito de variação da potência das cargas. Os testes realizados nesse artigo considerando a influência na estimação das correntes de carga de cada nó e os erros na modelagem das cargas apresentaram bons resultados. Para melhor representar as variações nas cargas, os autores de [Salim et al. \(2008\)](#) propuseram um modelo considerando uma modificação uniforme das cargas dada pela taxa de variação entre a impedância equivalente pré-falta e a impedância equivalente nominal. De forma semelhante, o ajuste das cargas foi realizado por [Liao \(2011\)](#), [Grajales-Espinal et al. \(2016\)](#), [Gabr et al. \(2017\)](#) e [Correa-Tapasco et al. \(2018\)](#). Reconhece-se, porém, que na prática a variação das cargas não acontece de maneira uniforme em todas as cargas.

Em [Correa-Tapasco et al. \(2018\)](#) foi realizada uma investigação sobre o impacto de medições de tensão e correntes distorcidas no método de localização de faltas baseado em impedância. De acordo com os testes realizados, os erros na estimação da distância da falta foram mais evidentes quando se consideraram medições com baixa taxa de amostragem (8 amostras por ciclo) e alta distorção harmônica (maior do que 5%). O efeito de saturação dos transformadores de corrente mostrou-se o mais prejudicial para o método de localização empregado. Por outro lado, a saturação dos transformadores de potencial, a presença de ruídos, a precisão dos dispositivos de medição e a presença de uma componente contínua não obtiveram efeito significativo na localização.

Uma adaptação do método da impedância é proposta em [Aboshady et al. \(2019\)](#). Neste artigo, ao invés de usarem a frequência fundamental, os autores propuseram um método baseado em frequências não fundamentais (acima de 250 Hz). A estratégia consistiu em tratar a falta como uma fonte de tensão que injeta componentes de alta frequência no sistema. A localização de faltas se dá de maneira iterativa, assumindo faltas em cada seção de linha. Embora o método tenha apresentado bons resultados, faz-se necessária uma investigação da sua efetividade para faltas próximas a banco de capacitores com conexão em paralelo.

Normalmente, o cálculo da distância da falta é realizado por meio de procedimentos iterativos, sendo os possíveis locais de faltas determinados quando há uma convergência entre os resultados das duas últimas iterações. Para evitar cálculos demasiados com equações complexas, alguns trabalhos, como [Senger et al. \(2005\)](#) e [Salim et al. \(2009\)](#) executam em cada iteração algoritmos de fluxo de carga. Uma proposta para mitigar o número de iterações foi apresentada por [Liao \(2011\)](#), apresentando novas equações para

sistemas radiais e sistemas não-radiais (ou que considerem a existência de mais de uma fonte de geração). Por sua vez, no método de [Orozco-Henao et al. \(2017\)](#), uma busca de Fibonacci acelerou o processo de determinação do local da falta. Por outro lado, em [Gabr et al. \(2017\)](#), um método não-iterativo usando transformação modal foi proposto. Todos esses trabalhos apresentaram desempenho satisfatório nos testes realizados. Apesar disso, fica evidenciado que a localização de faltas por via do método de impedância pode ser um processo delongado.

Para resolver o problema de múltipla estimação, os autores de [Senger et al. \(2005\)](#) e [Lee et al. \(2004\)](#) propuseram o uso de informações dos dispositivos de proteção, como relés de sobrecorrente, sinalizadores e fusíveis e de rejeição (ou interrupção) de cargas para diagnosticar qual o local correto da falta. De um modo geral, essa solução é mais difícil de ser aplicada tendo em vista que os dispositivos de proteção com comunicação estão mais restritos à subestação e o conhecimento do estado das cargas é raro. Outra solução para discriminação do local da falta foi proposta por [Morales-Espana et al. \(2009\)](#). A estratégia baseia-se na diferença entre os cálculos da distância da falta considerando ou não as cargas do sistema. Como os próprios autores desse trabalho afirmam, o método apresentará falhas em casos de dois ramos idênticos (mesma carga e impedância das linhas). De fato, essa é uma situação pouco provável na prática. Contudo, a disponibilidade das medições das cargas pode ser uma limitação do método. Por fim, em [Dashti e Sadeh \(2014\)](#) dois métodos foram propostos para resolver a múltipla estimação com base na semelhança entre a falta atual e faltas passadas. A estratégia do primeiro método baseia-se nas medições de tensão da subestação armazenadas durante faltas ocorridas anteriormente e a do segundo, no espectro de frequência em dados de simulações realizadas. Além de exigir um grande armazenamento de dados de falta, ambos poderão apresentar falhas caso ocorram alterações na topologia da rede.

Com um método semelhante ao de [Morales-Espana et al. \(2009\)](#), segue o trabalho de [Krishnathevar e Ngu \(2012\)](#). A estratégia proposta considera a avaliação das fases saudáveis para determinar o local correto da falta. No caso de faltas trifásicas simétricas, a corrente de falta de cada fase é estimada. Nos testes realizados foram avaliadas faltas com resistência de falta de até 10Ω e, portanto, verifica-se a necessidade da avaliação de casos com maiores valores de resistência de falta, configurando situações em que as correntes de carga sejam mais próximas às de falta. Por sua vez, uma solução mais onerosa é apresentada por [Aslan e Türe \(2011\)](#), os quais utilizaram de sensores de correntes e Controladores Lógicos Programáveis (CLP) localizados em todos os ramais laterais para estimar o local correto da falta. Quando se considera um extenso sistema de distribuição, com vários ramais laterais, os custos de instalação desses dispositivos, com seus respectivos sistemas de comunicação, tornam-se onerosos.

Semelhante a [Aslan e Türe \(2011\)](#), em [Gong e Guzman \(2013\)](#), os autores propuseram

o uso de informações de equipamentos instalados fora da subestação para auxiliar na localização da falta. Nesse artigo, dispositivos inteligentes instalados ao longo do alimentador, como controladores de religador e controladores de banco de capacitores, são usados para indicar as possíveis seções faltosas. O método considera ainda a possibilidade de disponibilidade de dados de tensão e corrente durante a falta por algum equipamento da rede. Neste caso, se a seção faltosa for mais próxima a esse local de medição (isto é, de onde o equipamento estiver instalado) do que a subestação, o cálculo da impedância equivalente será dado a partir deste local. Com esta metodologia, tem-se uma otimização do tempo de busca da falta, porém, este deverá ser atualizado sempre que houver mudanças topológicas na rede.

Na literatura, há trabalhos que também consideram a presença de outros pontos de geração além da subestação. Ao considerar a presença de outra fonte de geração mais distante da subestação, com injeção de potência constante, os trabalhos de [Aslan e Türe \(2011\)](#) e [Salim *et al.* \(2008\)](#) tiveram suas precisões bastante deterioradas para faltas próximas à GD.

As publicações de [Grajales-Espinal *et al.* \(2016\)](#), [Alwash *et al.* \(2015\)](#) e [Arsoniadis *et al.* \(2021\)](#) consideraram medições sincronizadas. Em [Grajales-Espinal *et al.* \(2016\)](#), o método de cálculo da reatância é expandido considerando medições nas unidades de GD. Os dados da GD utilizada nos testes desse trabalho não são fornecidos. Também usando medições de tensão e corrente das barras com unidades de GD, segue o trabalho de [Alwash *et al.* \(2015\)](#). Para resolver o problema de múltipla estimação do local da falta, esse trabalho abordou uma regra de tensão correspondente, na qual procura-se validar as tensões medidas na subestação e nas barras com GD a partir da injeção da corrente de falta numa barra fictícia criada na matriz de impedâncias para representar o ponto de falta. Nos testes realizados, assume-se a presença de dois geradores eólicos de velocidade fixa. Por último, em [Arsoniadis *et al.* \(2021\)](#), considerou-se dois pontos de medição, sendo um necessariamente a subestação e o segundo, preferencialmente, um ponto de conexão de GD. Os testes desse trabalho admitiram casos de múltiplas fontes de suprimento conectadas à rede considerando uma rede de distribuição com várias ramificações a partir do alimentador principal, porém quase todas as ramificações (laterais) com uma única linha. Os dados de nível de curto-circuito do sistema e dos parâmetros das linhas não foram informados.

Em [Mora-Flórez *et al.* \(2015\)](#), novas equações de localização de faltas propostas para considerar a presença da GD, tendo por base circuitos equivalentes em componentes de sequência para cada seção de linha em análise, permitiram alcançar sucesso nos testes realizados. Cabe ressaltar que nesse artigo apenas as medições de tensão e corrente de pré-falta das unidades de GD foram consideradas, ignorando, portanto, a contribuição de correntes dessas unidades para a falta. Note que não há informações sobre a unidade de GD utilizada nos testes. Por sua vez, para evitar a sincronização das medições nas

unidades de GD, em [Bahmanyar e Jamali \(2017\)](#), um método baseado em um algoritmo de fluxo de carga que considera os ângulos de sincronização como uma variável desconhecida foi bem sucedido. Ressalta-se que nesse trabalho, o problema de múltipla estimação do local da falta é recorrente.

Ainda, em contraste aos quatro últimos trabalhos, [Orozco-Henao et al. \(2017\)](#) propôs um método que usa apenas medições fasoriais de correntes das barras com GD. Como desvantagem, tem-se a necessidade de sincronização dessas medições, implicando em maiores custos ao localizador de faltas. Dados sobre medição de GD também foram considerados por [Jia et al. \(2018\)](#), todavia considerando as altas frequências para o cálculo da reatância. Neste método, tem-se a exigência dos dados de impedância das cargas, as quais devem ser atualizadas por meio de medições fornecidas por algum dispositivo eletrônico inteligente. Ainda, observa-se que a estratégia proposta é limitada a linhas não compensadas. Em adição à instalação de equipamentos reguladores de tensão, bancos de capacitores são uma solução potencial para a regulação dos níveis de tensão na distribuição. Isso porque, nas altas frequências, os bancos de capacitores constituem um caminho de menor impedância para as correntes de altas frequências.

Recentemente, a publicação de [Apostolopoulos et al. \(2022\)](#) apresentou dois algoritmos de localização de faltas desenvolvidos a partir de dois pontos de medição. De acordo com os autores, os locais de medição devem ser escolhidos, preferencialmente, na subestação e numa barra terminal com GD. Em um dos dois algoritmos, apenas medições de tensão sincronizadas são requeridas, entretanto, a representação da impedância equivalente das fontes de geração se faz necessária. Neste caso, existe a dificuldade na representatividade das unidades de GD baseadas em inversores. O outro algoritmo assume medições de tensão e corrente não sincronizadas. Ambos os algoritmos requerem a estimação da impedância equivalente das cargas. Os resultados de desempenho dos dois algoritmos foram precisos mesmo em cenários com GD conectada. Todavia, é importante destacar que os testes foram limitados a apenas uma unidade de GD conectada. Assim, testes usando cenários de maior penetração de GD são necessários de modo a ratificar o desempenho desses algoritmos.

Em suma, pode ser concluído que a localização de faltas com a abordagem do método da impedância se apresenta atrativa pelos bons resultados na estimação da distância da falta. Todavia, o efeito combinado de variação da carga, modelo de linha adotado, precisão nas medições, consideração de harmônicos e ruídos nestas medições e inclusão de GD com diferentes níveis de penetração resultam em uma maior sensibilidade dos métodos em questão. Por outro lado, a inclusão de medições nas unidades de GD apresenta melhorias a essa categoria de métodos. Destaca-se ainda que, apesar dos custos de comunicação exigidos, os métodos mais recentes demonstram a necessidade de sincronização das medições obtidas.

As Tabelas 2 e 3 a seguir descrevem brevemente cada um dos métodos dos artigos abordados.

Tabela 2 – Métodos de localização de faltas baseados no cálculo da impedância - parte I

Publicação	Descrição do algoritmo de localização da falta
(LEE <i>et al.</i> , 2004)	Por meio de um processo iterativo, a distância da falta é determinada. O problema de múltipla estimação é resolvido por via de informações dos dispositivos de proteção ou de rejeição de cargas
(SENGER <i>et al.</i> , 2005)	Por meio de um processo iterativo com execução de fluxos de carga, são ranqueados os possíveis locais da falta. Em casos de múltipla estimação, informações sobre o tipo de falta e de rejeição de carga são utilizadas.
(MORA-FLÒREZ <i>et al.</i> , 2008)	Uma revisão de dez métodos da impedância usando medições de um único local é apresentada.
(SALIM <i>et al.</i> , 2009)	Por meio de um processo iterativo com execução de fluxos de carga são determinados os possíveis locais de falta. A modelagem das cargas é realizada considerando o ajuste uniforme das cargas dado pela taxa de variação da carga da subestação em relação à nominal.
(MORALES-ESPANA <i>et al.</i> , 2009)	Uma comparação entre os cálculos de localização da falta pela reatância resultante de equações que desconsideram as cargas e de equações que as consideram permite solucionar o problema da múltipla estimação da falta.
(ASLAN; TÜRE, 2011)	Utilizando-se de sensores de corrente e CLP em todos os ramais laterais é feita a detecção da falta no ramal faltoso e, então, calculada a distância da falta pelo localizador de falta da subestação.
(LIAO, 2011)	Dois métodos de localização de faltas (para sistemas não-radiais e radiais) são propostos objetivando simplificar exaustivos processos iterativos na determinação do local da falta.
(SALIM <i>et al.</i> , 2011)	Novas equações (mais genéricas) para o cálculo da distância da falta são propostas, avaliando a consideração das admitâncias <i>shunt</i> das linhas
(DAS <i>et al.</i> , 2012)	Dois algoritmos são propostos utilizando-se apenas dos dados de correntes (magnitudes ou fasores) da subestação. Para tanto, estimam-se as tensões durante a falta.
(DASHTI; SADEH, 2012)	São propostas novas equações (polinomiais, de quinto grau) para localizar as faltas, considerando a modelagem das linhas por parâmetros distribuídos.
(KRISHNATHEVAR; NGU, 2012)	Equações genéricas (independentes do tipo de falta) são apresentadas e um índice de erro de avaliação da corrente das fases sãs é proposto para solucionar a múltipla estimação do local da falta. De modo particular, para faltas trifásicas simétricas, outra solução baseada na estimação da resistência de falta foi proposta.
(GONG; GUZMAN, 2013)	Conforme o tipo de falta, a reatância da falta é calculada e, por conseguinte, são identificadas as possíveis seções de linhas faltosas. Neste processo, consideram a reatância total acumulada (até o local de medição) de cada seção de linha calculada previamente e informações sobre o estado operacional de alguns dispositivos que indicam uma condição de falta. Medições de tensão e correntes fora da subestação também são incorporadas no método.
(DASHTI; SADEH, 2014)	Por meio da comparação das amostras das medições de tensões para a falta atual, obtidas no começo dos alimentadores, com amostras de medições de tensão armazenadas de faltas passadas ou advindas da análise do espectro de frequência de simulações realizadas sobre diferentes condições e locais de falta, faz-se a distinção do local da falta em casos de múltipla estimação.
(ALWASH <i>et al.</i> , 2015)	Uma extensão do método da impedância para inclusão de medições nas barras com unidades de GD é apresentada. O problema de múltipla estimação é solucionado baseando-se na correspondência entre as tensões medidas e calculadas nas barras da subestação e com GD.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 3 – Métodos de localização de faltas baseados no cálculo da impedância - parte II

Publicação	Descrição do algoritmo de localização da falta
(HERRERA-OROZCO et al., 2014)	Um indicador de relação de impedância, baseado na impedância equivalente da falta (alcançada pelas medições de tensão e corrente na subestação) e uma impedância base estabelecida, permite prever o efeito de variação das cargas no desempenho dos localizadores baseados em impedância.
(MORA-FLÓREZ et al., 2015)	O método considera medições de tensão e corrente (pré-falta e durante a falta) na subestação e nas unidades de GD. Para cada seção de linha analisada, determina-se um equivalente do alimentador e o sentido do fluxo de potência e, em seguida, calcula-se a distância da falta. As variações de carga são consideradas.
(GRAJALES-ESPINAL et al., 2016)	Uma generalização do algoritmo de localização de faltas, baseado no cálculo da reatância, para inclusão de dados de medições das unidades de GD foi proposto. A estratégia consiste em uma busca iterativa do local da falta, considerando, em cada iteração, uma seção do sistema e o equivalente de Thévenin para representação da contribuição de todas as unidades de GD.
(BAHMANYAR; JAMALI, 2017)	Este método considera a participação de cada unidade de GD como uma injeção de corrente. Um procedimento iterativo, com execução do fluxo de potência reverso, é empregado para determinar os fasores dessas correntes.
(GABR et al., 2017)	Um novo método (não-iterativo) de cálculo da distância da falta é proposto baseando-se na aplicação da transformada de Clark para os sinais de tensão e correntes adquiridos na subestação.
(OROZCO-HENAO et al., 2017)	Uma técnica para aceleração da busca do local da falta (pelo cálculo da reatância) usando busca de Fibonacci foi apresentada. Além disso, medições sincronizadas de corrente nos terminais de cada unidade de GD são consideradas no cálculo da distância da falta.
(CORREA-TAPASCO et al., 2018)	Uma avaliação do impacto da distorção harmônica nos dados de tensão e corrente adquiridos na subestação é apresentada. São avaliados os casos de distorções geradas devido à baixa precisão e taxa de amostragem dos dispositivos de medição, aos harmônicos da rede e a presença de ruídos e níveis CC nos sinais medidos.
(JIA et al., 2018)	Uma adaptação do cálculo da reatância para altas frequências (de até 3 kHz) equivalente da falta é proposto, considerando informações das unidades de GD e de algumas cargas.
(ABOSHADY et al., 2019)	O método assume uma fonte de tensão para representar a falta. Os transitórios injetados (nas frequências harmônicas) por esta fonte são usados para estimar a distância da falta. Para tanto, considera-se um algoritmo que determina o instante de falta e tensões de pré-falta e durante a falta.
(ARSONIADIS et al., 2021)	O método desenvolve equações de localização da falta a partir de dois pontos de medições sincronizadas e da impedância de transferência entre eles. Essas equações levam em conta as características intrínsecas de cada tipo de falta. Para solucionar essas equações, elas são separadas em parte real e imaginária. Então, o método dos mínimos quadrados é usado para estimar a distância da falta.
(APOSTOLOPOULOS et al., 2022)	A localização das faltas é conduzida a partir da escolha entre dois algoritmos de localização, considerando a matriz de impedância com cargas. Basicamente, esses algoritmos fazem uma busca da seção faltosa resolvendo, por meio de métodos numéricos iterativos, equações do local da falta específicas para cada tipo de falta. Em casos de múltipla estimação, com exceção de faltas trifásicas, avalia-se equações similares às usadas na determinação da fase faltosa, porém considerando, as fases sãs.

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.2 Métodos baseados em inteligência artificial

As aplicações de técnicas de IA caracterizam outra abordagem muito utilizada para a localização de faltas. Particularmente, métodos de aprendizagem por RNA e MVS são mais frequentemente utilizados. A atratividade desses métodos se deve especialmente à sua capacidade de prover a localização correta da falta usando poucos dados de medição, os quais usualmente estão restritos à subestação. Neste aspecto, informações das características dos sinais de tensão e corrente durante a falta são suficientes para estimar o local da falta. Atualmente, o avanço computacional em *hardware* e *software* proporcionou maior versatilidade para aplicação dessas abordagens. A possibilidade de processamento paralelo massivo, por exemplo, permitiu a proposição de métodos mais complexos.

Em [Lovisolo et al. \(2012\)](#), a localização de faltas foi feita usando-se de RNAs com base nas características dos sinais de tensão e corrente obtidos na subestação. Nos testes realizados consideraram-se apenas faltas nas barras (e não ao longo das seções das linhas) e em sistemas menores. Com uma metodologia também baseada em redes neurais, segue o trabalho de [Adewole et al. \(2016\)](#). Neste trabalho, consideraram-se apenas os dados de correntes da subestação, processados pelo cálculo da entropia obtida a partir da decomposição dos sinais no domínio de wavelet. Também, em [Pessoa et al. \(2020\)](#), uma abordagem usando TW, RNAs e árvores de decisão foi proposta para localizar as faltas. Nesta abordagem, medições esparsas ao longo da rede de distribuição foram consideradas em adição àquelas obtidas na subestação. Em [Shafiullah et al. \(2017\)](#), foi apresentada uma metodologia semelhante a deste último trabalho, porém, usando, ao invés de RNAs, máquina de aprendizagem extrema. Mais cálculos estatísticos, além da entropia, também são empregados. Todos esses trabalhos foram bem sucedidos em seus testes.

Muito embora os métodos apresentados anteriormente tenham obtido êxito no processo de localização de faltas, uma dificuldade apontada é a necessidade de retreinamento em casos de mudança nas condições operacionais da rede, caracterizada pela variação do perfil de carga-geração ao longo do dia, e frequentes mudanças topológicas, tais como reconfiguração da rede, ampliação e adição ou substituição de equipamentos. Outra dificuldade deve-se à exigência de um grande conjunto de dados para representar as mais distintas situações de faltas que podem ocorrer no sistema. Para contornar a primeira dificuldade, em [Thukaram et al. \(2005\)](#) um classificador baseado em MVS indica qual o nível de curto-circuito da subestação e, a partir desta informação, utiliza uma RNA especializada para determinar o local da falta. Observe que nesse método, a segunda dificuldade apontada não é resolvida e pode inclusive ser agravada.

Em [Correa-Tapasco et al. \(2019\)](#) foi desenvolvida uma avaliação do impacto de medições com distorções harmônicas na localização de faltas usando MVS. Os mesmos autores realizaram essa avaliação também em [Correa-Tapasco et al. \(2018\)](#), conforme abordado anteriormente. As conclusões dos testes foram semelhantes, com destaque para maior

deterioração da efetividade do método de aprendizagem quando se considerou a saturação dos transformadores de corrente, especialmente, em casos de faltas trifásicas.

Para resolver o problema de múltipla estimação dos métodos baseados em impedância, foi proposto um método baseado em algoritmo de aprendizagem por análise de dados de multivariáveis (do inglês, *Learning Algorithm for Multivariable Data Analysis* (LAMDA)) e por RNAs em Mora-Florez *et al.* (2007) e em Salim *et al.* (2008), respectivamente. Por sua vez, em Mora-Florez *et al.* (2009) a discriminação do local da falta foi feita por meio dos classificadores de MVS e k-vizinhos mais próximos, em inglês, *K-nearest neighbours* (KNN). Já em Reche *et al.* (2019), os autores propuseram uma técnica de mineração dos dados para determinar a região faltosa. Novamente, destaca-se para a necessidade de grandes bancos de dados e atualização desses para ocasionais alterações no SD.

Com uma estratégia mais distinta desses trabalhos ora citados, em Huang (2002) um algoritmo baseado em sistema imunológico artificial foi proposto, considerando o estado operacional das barras e relés. Quando se consideram SD extensos com uma grande quantidade de ramais laterais, cuja proteção normalmente se dá por fusíveis, muito provavelmente este método apresentará fragilidades em determinar o local da falta. Assim como em Huang (2002), os autores de Sonoda *et al.* (2018) propuseram um método baseado em sistema imunológico artificial. Contudo, foram utilizados os dados de medições de tensão na subestação e nas barras com GD. Nos testes realizados não foram consideradas faltas mais distantes dos pontos de medição, como no final de ramais laterais extensos, e com valores de resistência de falta maiores. Nestes casos, é provável que o algoritmo apresente maiores dificuldades para identificar o local da falta. Ainda, a inclusão de incerteza nas medições e em parâmetros da rede pode incorrer em maiores erros de estimação do local da falta.

Mais recentemente, o trabalho de (ZHAO; BARATI, 2021) propôs um localizador de faltas baseado em CNN. Os atributos de entrada foram definidos a partir dos dados de medições fasoriais esparsas de tensão e corrente de pré-falta e durante a falta. Cálculos de componentes simétricas desses dados foram também utilizados. Neste caso, após classificada a falta, se ela for trifásica, apenas a componente de sequência positiva deve ser utilizada. Os testes desse trabalho empregaram um extenso sistema rural de 17 km. Para tanto, adotaram-se até 25 uPMUs. Embora os autores consideraram a conexão da GD, não é informado qual foi o nível de penetração dela.

Com base na discussão ora feita, é possível inferir que os métodos de localização de faltas baseados em IA oferecem vantagens significativas, desde que haja o processamento computacional exigido. Isso porque, em contraste aos métodos com outra abordagem, esses métodos necessitam de poucos dados de medição e não exigem uma arquitetura de comunicação sofisticada. Contudo, questões quanto à criação de grandes bancos de dados e necessidade de atualização desses apresentam-se como grandes barreiras para suas

aplicações.

As Tabelas 4 e 5 a seguir descrevem brevemente cada um dos métodos dos artigos abordados.

Tabela 4 – Métodos de localização de faltas utilizando técnicas de IA - parte I

Publicação	Descrição do algoritmo de localização da falta
(HUANG, 2002)	Um método baseado em algoritmo de sistema imunológico artificial é apresentado, tendo como parâmetros as informações sobre o estado operacional dos relés de proteção e das barras. Cada anticorpo do algoritmo é considerado como sendo uma seção do SD.
(THUKARAM <i>et al.</i> , 2005)	Determina-se o tipo de falta e o nível do curto-circuito por meio de um classificador de MVS e, por sua vez, o local da falta por uma RNA especialista. As informações de chaves e fusíveis são usadas para diminuir a múltipla estimação.
(MORA-FLOREZ <i>et al.</i> , 2007)	Um algoritmo de aprendizagem para análise de dados de multivariáveis é usado para determinar a real seção faltosa. São considerados diversos dados obtidos a partir das medições de tensão e corrente na subestação para constituir os descritores usados pelo algoritmo.
(SALIM <i>et al.</i> , 2008)	O problema de múltipla estimação do método de impedância é solucionado via RNA, cujas entradas são variáveis derivadas de dados de medição das componentes fundamental e terceira harmônica das tensões e correntes (fasoriais) das fases envolvidas na falta e da resistência de falta estimada.
(MORA-FLOREZ <i>et al.</i> , 2009)	Uma classificação por KNN determina a zona faltosa. E, na sequência, MVS é utilizada para refinamento do resultado. Uma validação cruzada entre os dois classificadores é também proposta para melhorar a precisão do método.
(LOVISOLO <i>et al.</i> , 2012)	Sinais de tensão e correntes obtidos na subestação, decompostos em três níveis da TW, são utilizados por RNAs especialistas pelo tipo de falta para determinar o local da falta.
(ADEWOLE <i>et al.</i> , 2016)	Os sinais de corrente das três fases e do neutro são decompostos pela TW. O cálculo da entropia do espectro de energia da wavelet é então realizado e os resultados adotados como entradas das RNAs especificadas por tipo de falta, as quais indicam o local e a seção da falta.
(SHAFIULLAH <i>et al.</i> , 2017)	Os sinais de correntes das três fases são decompostos no domínio de wavelet e seis cálculos estatísticos são avaliados para cada coeficiente resultante da decomposição. As entradas da ferramenta de máquina de aprendizagem extrema, que indica o local da falta, são determinadas por uma RNA. O método é também avaliado com o uso de MVS e RNA.
(SONODA <i>et al.</i> , 2018)	Com a inclusão de medições de tensão na subestação e nas barras com GD, o local da falta é determinado via algoritmo de sistema imunológico artificial. A estratégia consiste em estabelecer anticorpos representativos do local da falta, tipo de falta e resistência de falta, por meio dos quais são executadas simulações e os resultados destas comparados com os valores de medição.
(CORREA-TAPASCO <i>et al.</i> , 2019)	Por meio de MVS, a zona faltosa é determinada. Para testes de desempenho do método proposto, são avaliados casos com inclusão de distorção nas medições de tensão e corrente da subestação, causadas por medidores com baixa taxa de amostragem, saturação dos transformadores de potencial e de corrente, erros na precisão de medições, harmônicos, ruídos e presença de componente CC nos sinais medidos.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 5 – Métodos de localização de faltas utilizando técnicas de IA - parte II

Publicação	Descrição do algoritmo de localização da falta
(RECHE <i>et al.</i> , 2019)	Uma técnica de mineração de dados chamada <i>Data Mining of Code Repositories</i> (DAMICORE) é usada para determinar a região faltosa. Utilizando-se de um grande banco de dados, obtido a partir das características de tensão e corrente (de pré-falta e durante a falta), são determinados <i>clusters</i> que permitem atribuir a região de cada novo evento de falta.
(PESSOA <i>et al.</i> , 2020)	De acordo com a classificação da falta, uma rede neural específica é usada para estimar a distância da falta a partir dos valores eficazes de tensão e corrente da subestação. Então, a região faltosa é identificada considerando a combinação de respostas de diversas árvores de decisão, considerando medições de medidores inteligentes processadas via TW.
(ZHAO; BARATI, 2021)	A localização da falta é baseada no algoritmo CNN. Os atributos de entradas são variações fasoriais (em módulo e ângulo de pré e durante a falta) dos dados de tensão e corrente e componentes simétricas. As possíveis regiões de falta devem ser pré-estabelecidas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.3 Métodos baseados em ondas viajantes

Tradicionalmente aplicada para a localização de faltas em linhas de transmissão, a teoria de ondas viajantes tem sido utilizada por diversos pesquisadores para estimar a distância da falta em linhas de distribuição. De acordo com essa teoria, um evento de falta pode ser associado com a injeção no próprio sistema de energia de uma onda em degrau gerada pela ocorrência da falta (RAZZAGHI *et al.*, 2013). Essas ondas geradas propagam entre a rede e refletem nas terminações das linhas, conexões entre alimentadores e o local da falta (BORGHETTI *et al.*, 2008). Os transitórios dessas ondas viajantes apresentam peculiaridades que permitem inferir o local da falta.

Os métodos de ondas viajantes ignoram a componente de frequência fundamental e, ao invés dela, usam as frequências da onda gerada pela perturbação da falta ou as características de reflexão de uma onda gerada artificialmente (ROBSON *et al.*, 2014). O uso das componentes de alta frequência tem se destacado por estas não serem influenciadas pelo tipo, ângulo de incidência e resistência da falta e de parâmetros da rede, como capacitância, não aterramento do neutro, entre outros (ROBSON *et al.*, 2014; SHI *et al.*, 2019). Dentre as técnicas de processamento de sinais, a TW é a mais utilizada para extração das altas frequências das ondas viajantes originadas pela falta (YE *et al.*, 2014).

A detecção das frentes das ondas viajantes é feita utilizando-se de um ou dois terminais dos alimentadores. Os métodos que usam um único terminal são mais econômicos e populares, porque, diferentemente dos métodos que usam dois terminais, eles não requerem qualquer forma de sincronização (ex.: por via de Sistema de Posicionamento Global, em inglês, *Global Positioning System* (GPS)) ou de um canal de comunicação. Por outro lado, eles encontram dificuldades em detectar a onda viajante do local da falta quando houver

ondas viajantes refletidas dos pontos de ramificações ou conexão misturadas aos transitórios de faltas. Os métodos que utilizam dois terminais não sofrem dessas desvantagens, uma vez que apenas os transitórios iniciais das ondas viajantes são necessários, mas a instalação dos localizadores em todos os terminais é impraticável em redes de distribuição (ROBSON *et al.*, 2014; LIANG *et al.*, 2015; SHI *et al.*, 2019).

Uma das técnicas mais usadas para localizar as faltas baseia-se na análise no domínio do tempo (YE *et al.*, 2014). Essa técnica consiste em estimar o local da falta com base no tempo de reflexão da onda viajante, isto é, no tempo de retorno da onda viajante do local da falta e a barra de observação do sistema. Duas classificações adicionais podem ser ainda consideradas: tipo A, para análise de ondas viajantes geradas pela falta, e tipo C, quando uma onda viajante é introduzida no sistema (ROBSON *et al.*, 2014).

Da premissa que a velocidade de propagação dos transitórios iniciais gerados pela onda viajante da falta é constante, em Robson *et al.* (2014), os autores propuseram um método considerando a diferença entre dois tempos de amostragem recebidos para cada dupla de medidores. Com esta abordagem, desde que a quantidade de medidores localizados na rede seja adequada (sugere-se um medidor para cada terminação de ramo, além de medidores na linha principal), o local da falta será bem estimado. Caso contrário, a efetividade do método em precisar o local da falta será dependente da posição da falta e dos medidores. Este método é apresentado para sistemas constituídos apenas de linhas áreas, mas algumas adaptações são descritas para casos de aplicação em sistemas heterogêneos com presença de cabos subterrâneos.

De fato, considerando sistemas de distribuição trifásicos, a velocidade das ondas viajantes não pode ser determinada por um único valor. Assim, para o cálculo da velocidade, são consideradas as velocidades das componentes modais, sendo essas componentes áreas e componentes zero. Assim, a distância da falta é estimada considerando as velocidades dessas componentes, bem como do tempo de atraso para a chegada de cada componente modal para a onda viajante em análise (YE *et al.*, 2014).

Em contraste às componentes áreas, a velocidade da componente zero é difícil de ser estimada, bem como ela varia conforme a distância e frequência da falta (YE *et al.*, 2014). Para contornar esse problema, no método de Liang *et al.* (2015), uma RNA foi utilizada para estimar a velocidade da componente modal zero do sinal de tensão. Por sua vez, em Ye *et al.* (2014), um método baseado na correlação tempo-frequência foi proposto. Neste método, um algoritmo de regressão de vetor suporte não linear foi utilizado para estimar o local da falta. Por outro lado, em Goudarzi *et al.* (2015) foi considerada apenas uma das componentes modais áreas de tensão. Para considerar a presença de GD e minimizar problemas de múltipla estimação, nesse trabalho, consideraram-se diferentes pontos de medição, implicando em um método mais oneroso.

Ainda com análise no domínio do tempo, segue o trabalho de Shi *et al.* (2019). Assim

como em [Goudarzi *et al.* \(2015\)](#), a distância da falta foi estimada considerando apenas as componentes modais aéreas. As informações de ondas viajantes foram alcançadas com base em medições nos religadores. Em casos de múltipla estimação, é analisado um banco de dados para reconhecer qual é a real seção faltosa. Por sua vez, em [Galvez e Abur \(2021\)](#), registradores digitais de falta sincronizados são instalados em nós terminais das ramificações em adição a subestação e final do alimentador principal para capturarem o tempo de chegada das ondas viajantes dos sinais de tensão geradas pela falta. Por meio dessas medições, é inferido o local da falta. Os mesmos autores desta última publicação propuseram um método semelhante em [Galvez e Abur \(2022\)](#), o qual pode ser aplicado tanto em redes radiais quando em redes malhadas. Neste novo método, os registradores digitais usados na localização da falta foram selecionados de modo a evitar que sinais atenuados por transformadores fossem usados.

Outra técnica muito usada para localizar as faltas baseia-se na análise no domínio da frequência. De um modo geral, as informações obtidas das componentes de altas frequências gravadas na barra de observação do sistema podem indicar o local da falta. É possível observar uma correlação entre esses transitórios e os caminhos que as ondas viajantes podem tomar devido à descontinuidade e terminações das redes de distribuição ([BORGHETTI *et al.*, 2010](#)). Esta análise foi usada em [Borghetti *et al.* \(2006\)](#), considerando uma arquitetura de medição distribuída. A inclusão de vários pontos de medição pode limitar a aplicação deste método. Por sua vez, em [Borghetti *et al.* \(2008\)](#) foi demonstrado que esses procedimentos de localização por análise da frequência são sensíveis à escolha da wavelet mãe.

Uma validação prática do trabalho de [Borghetti *et al.* \(2008\)](#) pode ser verificada em [Borghetti *et al.* \(2010\)](#). Neste, os autores consideraram transitórios reais gerados por descargas atmosféricas. Para esta aplicação, foi verificada a necessidade de um sensor com largura de banda igual a 4 MHz e taxa de amostragem igual a 100MHz para medir precisamente os transitórios originados por esses eventos de faltas. Em [Pourahmadi-Nakhli e Safavi \(2011\)](#), os autores utilizaram RNAs para estimar o local da falta baseando-se no espectro de energia dos transitórios de tensão decompostos nos níveis da TW.

A análise do espectro de frequência também foi desenvolvida em [Sadeh *et al.* \(2013\)](#). Nesse artigo, os autores estimaram o ramo de falta e a distância da falta com base nas componentes modais de tensão. Em síntese, a estratégia compara os resultados obtidos pelos transitórios das faltas com os dados armazenados em um banco de dados para inferir o local da falta. Ainda, em [Gazzana *et al.* \(2014\)](#), uma abordagem semelhante a esses quatro últimos trabalhos foi apresentada para resolver o problema de múltipla estimação proveniente do método da impedância.

Considerando uma rede de distribuição com alta penetração de GD, os autores de [Xu *et al.* \(2021\)](#) introduziram um método baseado no aprimoramento da técnica de decomposição

modal variacional com transformada Wilbert, usada para decompor o sinal de falta em ondas viajantes, critério de seleção por curtose e a TS. O local da falta é estimado usando dois terminais e não é preciso calcular a velocidade da onda viajante e o tempo de reflexão dela. É notório, entretanto, uma maior complexidade computacional do método pela utilização de duas transformadas, além de que, como o número de camadas decompostas é variável, ainda existe um critério de seleção para determinar qual deve ser o número ótimo. Os testes desse artigo também foram restritos a faltas do tipo FT.

Com uma abordagem mais distinta dos trabalhos anteriormente citados, em [Razzaghi et al. \(2013\)](#), foi proposto um método fundamentado na teoria de reversão temporal eletromagnética, em inglês, *Electromagnetic Time-Reversal* (EMTR). Essa teoria diz que os transitórios observados em pontos de observação específicos do sistema são revertidos no tempo e transmitidos de volta ao sistema. A estratégia desse método consiste, então, em estimar iterativamente o local da falta, isto é, são realizadas sucessivas simulações supondo o local e a resistência da falta. Em cada simulação, obtém-se valores de energia para o sinal de corrente de falta calculado. A energia obtida é máxima quando se acerta o local da falta. Esse procedimento foi inicialmente apresentado considerando análise no domínio da frequência e, então, estendida para o domínio do tempo. Os testes foram realizados considerando resultados experimentais de faltas em um cabo coaxial e dois resultados de simulação. Um primeiro, em um sistema com cabo coaxial e linhas de transmissão e, um segundo, em um SD típico de teste. Particularmente, para o caso dos testes no SD, apenas faltas no início do alimentador foram consideradas.

Também fundamentando na teoria de EMTR, em [Wang et al. \(2020\)](#) foram apresentados testes pilotos desenvolvidos em uma rede real de distribuição da Suíça. Esta rede consiste de um circuito duplo, com linhas aéreas com comprimento igual a 11,9 km operando em 18/60 kV (linha 1/linha 2) e múltiplos ramais laterais trifásicos, em 18 kV, com linhas áreas ou cabos subterrâneos ou ambos, com extensão menor que poucos quilômetros. O transdutor utilizado possui largura de banda de até 4,5 MHz. Simulações desenvolvidas no software EMTP-RV foram utilizadas para constituir o banco de dados. Por sua vez, uma chave de média tensão de 24 kV foi usada para aplicação das faltas. Dois eletrodos separados por distâncias de 14 cm e 3,5 mm foram usados para emular o arco de falta. A precisão do localizador desenvolvido foi menor que 10 metros em todos os testes realizados.

Embora a localização de faltas baseada em ondas viajantes seja precisa na estimação da distância da falta, existem grandes limitações práticas. Conforme mencionado para alguns dos métodos listados, os medidores exigidos devem ser capazes de detectar frentes de onda próximo à velocidade da luz e, por conseguinte, possuir elevadas taxas de amostragem. De um modo particular, para os métodos que utilizam medições de um único terminal, outra dificuldade inerente é a interpretação das reflexões de ondas devido aos pontos de descontinuidade do sistema. As ondas viajantes induzidas pelas faltas são facilmente

perdas na presença de outros distúrbios ou reflexões que não estejam associadas à falta. Adicionalmente, a presença de ruídos na aquisição dos sinais também pode influenciar no desempenho desses métodos.

As Tabelas 6 e 7 a seguir descrevem brevemente cada um dos métodos dos artigos abordados.

Tabela 6 – Métodos de localização de faltas baseados em ondas viajantes - parte I

Publicação	Breve descrição do algoritmo de classificação da falta
(BORGHETTI et al., 2006)	Por meio da Transformada Wavelet Contínua (TWC), considerando um sistema de medição distribuído (com sincronização via GPS), os transitórios de tensão são analisados para determinar a seção faltosa. Uma estimativa da função de densidade de probabilidade é proposta para reduzir as incertezas nas medições.
(BORGHETTI et al., 2008)	É discutido sobre a influência da wavelet mãe para determinar a seção faltosa usando a análise no domínio da frequência via TWC. Uma wavelet mãe é obtida por meio de um algoritmo proposto que considera transitórios originados pelas faltas.
(BORGHETTI et al., 2010)	Faz-se uma avaliação experimental do método proposto em (BORGHETTI et al., 2008).
(POURAHMADI-NAKHLI; SAFAVI, 2011)	Uma análise multiresolução do sinal de tensão é desenvolvida por meio da aplicação da TWD. Na sequência, as porcentagens de energia nos níveis da wavelet são usadas para treinar uma RNA, a qual estimará a barra faltosa.
(RAZZAGHI et al., 2013)	Uma aplicação da teoria de EMTR é utilizada para estimar o local da falta. Tendo por base os parâmetros e topologia das redes, os possíveis locais e resistência das faltas são estipulados e, por meio de simulações, inferidos se de fato correspondem ao local da falta.
(SADEH et al., 2013)	Por meio da análise da frequência das componentes modais de tensão, são inferidas a componente de frequência dominante principal e subordinada, denominação dada pela parte dos transitórios gerados pela falta que viajam entre o ponto de falta e a subestação e entre o ponto de falta e um ponto de ramificação do sistema. Por meio dessas frequências, é estimado o ramo da falta e a distância da falta.
(ROBSON et al., 2014)	Por meio de medidores capazes de indicar o tempo de reflexão das ondas viajantes para cada caminho do sistema de distribuição, procede-se a localização da falta. No método proposto uma matriz \mathbf{R} , cujos elementos são calculados pelas razões de diferença de tempo para cada combinação de dupla de medidores, é obtida. Os elementos de \mathbf{R} são comparados com valores pré-calculados, o que permite inferir o local da falta.
(GAZZANA et al., 2014)	Esta estratégia integra o método da impedância e o método de ondas viajantes para estimar o local da falta. O primeiro estima a distância da falta pelo cálculo da impedância aparente. O segundo realiza uma análise das componentes modais dos sinais de tensão, obtidos pelo uso da transformada de Clark. Para tanto, faz-se a extração das características desses sinais via Transformada de Fourier Discreta (TFD) para determinar o real caminho da falta.
(YE et al., 2014)	A estratégia desse artigo baseia-se na diferença entre as componentes modais (aérea e zero). Para evitar o problema de estimação da velocidade da componente zero, um estimador de regressão de vetor suporte é introduzido, integrando informações de tempo, amplitude e frequência das ondas viajantes obtidas na subestação.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 7 – Métodos de localização de faltas baseados em ondas viajantes - parte II

Publicação	Breve descrição do algoritmo de classificação da falta
(GOUDARZI <i>et al.</i> , 2015)	Por meio do cálculo da diferença de tempo de chegada das componentes modais dos transitórios de tensão, obtidos via Transformada de Clark, a distância da falta é estimada. Estes tempos são obtidos usando-se da TWD. Para casos em que a falta não esteja localizada entre dois pontos de medição, o espectro de energia dos sinais de tensão da subestação é calculado usando a TWC e empregado para determinar a distância do local da falta.
(LIANG <i>et al.</i> , 2015)	A distância da falta é calculada baseando-se na relação entre a velocidade das componentes modais aéreas e zero e o intervalo de tempo entre elas. Como a componente zero tem uma atenuação mais rápida, a sua velocidade foi obtida por meio de uma rede neural com <i>backpropagation</i> . Uma análise da decomposição dos componentes aéreos das ondas viajantes também é realizada para determinar a localização precisa da falta.
(SHI <i>et al.</i> , 2019)	Considerando as ondas viajantes, obtidas por meio do cálculo dos componentes superpostos de medições adquiridas em religadores, o local da falta é estimado. Para a análise dos componentes modais das ondas viajantes, foi considerada a Transformada de Wavelet Diádica. Em caso de múltiplas estimação, um algoritmo denominado, em inglês, como <i>conventional dynamic time warping</i> determina a real seção faltosa, tendo por base um gerenciador de dados, alcançado através de simulações ou medições.
(WANG <i>et al.</i> , 2020)	É apresentado um teste piloto do método de localização baseado na teoria de EMTR, já explorada em Razzaghi <i>et al.</i> (2013).
(GALVEZ; ABUR, 2021)	Os sinais de ondas viajantes capturados por registradores digitais são transformados em componentes modais e na sequência processados via TWD. Então, determina-se o vetor de tempos de ocorrência da falta de cada registrador, a matriz de seções faltosa e o vetor de localização de falta. Finalmente, identifica-se <i>outliers</i> e estima-se a distância da falta.
(XU <i>et al.</i> , 2021)	Os sinais de falta em componentes modais são processados via transformada de Hilbert de modo a obter as componentes intrínsecas da falta. Então, a transformada S é usada para extrair as características da componente intrínseca com maior valor de curtose, de modo a detectar o tempo de chegada da onda viajante em cada um dos dois terminais.
(GALVEZ; ABUR, 2022)	Inicialmente, se necessário, os registradores digitais que serão usados na localização da falta são selecionados via método de k-Média, mais conhecido pela terminologia, em inglês, <i>k-Means</i> . Então, a barra mais próxima ao local da falta e a seção de linha faltosa são identificadas a partir dos tempos de chegadas das ondas viajantes de tensão. Finalmente, <i>outliers</i> são detectados e a distância da falta é calculada.

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.4 Métodos baseados em indicadores de falta

Os IF são sensores que indicam a passagem de uma corrente de falta. Conforme aponta Jiang (2019), além dos tradicionais dispositivos IF, outros equipamentos da rede, como chave controlada remotamente e religadores automáticos, podem atuar como IF. Esses sensores têm a capacidade de identificar a corrente faltosa e prover informações ao operador acerca de uma indicação do caminho da falta, isto é, em quais linhas há o fluxo da corrente de falta. Dessa forma, os IF podem auxiliar na determinação das seções de linha faltosas,

permitindo ao operador localizar a falta mais rapidamente (FARAJOLLAHI *et al.*, 2019; JIANG, 2019).

Os IF podem ser agrupados em duas categorias: IF visuais, os quais sinalizam visualmente a ocorrência de uma falta à jusante e devem ser verificados pela equipe de manutenção e IF remotos que enviam o alerta ao centro de controle (DERAKHSHANDEH *et al.*, 2019). Embora os IF visuais sejam úteis, uma vez que não envolvem comunicação, especialmente em SD extensos, o uso deles pode levar a longos tempos para localização de faltas pela equipe de manutenção. Nesse sentido, um dos requisitos para melhor aproveitamento dos IF é, de fato, a sua integração ao SCADA ou a um sistema de gerenciamento de interrupções (TENG *et al.*, 2014).

Basicamente, existem três tipos de IF: não-direcional, unidirecional e bidirecional. Em geral, as correntes de falta fluem da direção da subestação para o ponto de falta. Entretanto, no caso da presença da GD na rede de distribuição, essa situação pode mudar, uma vez que existirá a contribuição da GD para a falta (SUN *et al.*, 2016). Assim, considerando fluxo de potência bidirecional, pode-se concluir que o IF não-direcional será sensibilizado independentemente se a falta está a montante ou a jusante dele. O IF unidirecional, por outro lado, só será energizado caso a falta ocorra no sentido da direção da sua proteção. Finalmente, o IF bidirecional será energizado para faltas em ambos os lados e também indicará o sinal para o lado da falta (DZAFIC *et al.*, 2018).

Recentemente, os IF remotos têm sido integrados aos métodos de localização de faltas, de modo a aumentar a confiabilidade do SD, bem como, minimizar custos de interrupção do cliente. Além das motivações já destacadas, a instalação desses dispositivos é vantajosa por não exigir nenhuma infraestrutura de comunicação sofisticada. Contudo, o custo efetivo de instalação desses dispositivos deve ser considerado. Para tanto, devem ser analisadas a quantidade e a alocação ótima dos IF para se ter maior eficiência no processo de localização de faltas (FARAJOLLAHI *et al.*, 2018).

Em Ho *et al.* (2011), os autores propuseram um método de alocação de IF com base em algoritmo de sistema imunológico artificial, objetivando reduzir o tempo de interrupção dos clientes, com um baixo custo de investimento em IF. Com os mesmos objetivos, os autores de Farajollahi *et al.* (2018) e Farajollahi *et al.* (2019) apresentam um método baseado em programação inteira para alocação de IF e, para o último artigo, também de chaves seccionadoras.

Por sua vez, em Almeida *et al.* (2011), o foco da alocação foi expandido para, além de diminuir o tempo de interrupção, resolver o problema de múltipla estimação do método de localização baseado em impedância. Segue ainda o artigo de Sau *et al.* (2020), no qual os autores apresentaram um método baseado em Algoritmo Genético (AG) de Classificação por Não Dominância II (em inglês, *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA-II)) para alocação de IF convencionais e direcionais para reduzir o problema de múltipla

estimação do local da falta, considerando cenários sem e com GD.

Em SD que cruzam montanhas ou áreas florestais, podem existir algumas áreas com limitada ou nenhuma comunicação, o que impossibilita o uso de IF remotos. Para contornar tal situação, os autores de [Derakhshandeh et al. \(2019\)](#) propuseram o uso de Veículos Aéreos Não Tripulados (VANTs) para prover conectividade *wireless* e, por sua vez, facilitar o processo de localização de faltas. Nesse sentido, eles formularam um problema de otimização para alocação de IF remotos e IF baseados em VANTs em sistemas de distribuição que incluem redes rurais e urbanas.

Considerando uma AMI, segue a publicação de [Fereidunian e Talabari \(2020\)](#). Os autores propuseram uma estratégia de alocação que minimiza o total dos custos de interrupção dos consumidores e os custos de instalação e manutenção dos IF, avaliando também o índice de duração de interrupção média do sistema, em inglês, *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI). Essa estratégia considera os dados dos consumidores transmitidos para o sistema de gerenciamento de dados da concessionária por meio de medidores inteligentes. Para resolver o problema de alocação, foi utilizado um algoritmo de otimização múltiplo-objetivo por enxame de partículas, em inglês, *Multi-Objective Particle Swarm Optimisation* (MOPSO). As soluções não-dominadas são reconhecidas por meio de um método de decisão por lógica *fuzzy*.

Mesmo com a alocação ótima dos IF, com infraestrutura adequada de comunicação, a identificação da linha faltosa é um desafio ([TENG et al., 2014](#)). A localização da falta, nestes casos, baseia-se em inferir a região faltosa a partir do estado dos IF. Para tanto, os autores de [Teng et al. \(2014\)](#) propuseram uma abordagem matricial para localizar a seção faltosa, considerando a interpretação de diversos IF direcionais. Por sua vez, em [Sun et al. \(2016\)](#), a seção de linha faltosa é determinada com base na análise de uma lista de adjacência obtida a partir do estado dos IF. Já os autores de [Dzafic et al. \(2018\)](#) apresentaram duas abordagens usando grafos para localizar a área faltosa. Além disso, em [Jiang \(2019\)](#), um método baseado em programação inteira mista foi apresentado para identificar a seção faltosa usando o estado incompleto ou incorreto de IF. Por fim, em [Ku et al. \(2021\)](#), uma técnica de modelagem gráfica usando rede de Petri foi empregada para identificar o local da falta. No método desse artigo, os dados de corrente de pré-falta e durante a falta são comparados com dados da concessionária para identificar operações anormais dos IF.

Recentemente, a publicação de [Liu et al. \(2021\)](#) explorou uma metodologia de localização de faltas via IF, de isolamento de faltas e de restauração do serviço. Essa metodologia sugere ser atrativa para cenários de múltiplos eventos de faltas em sistemas com GD, uma vez que, nesses casos, as equipes de manutenção podem ser despachadas para diferentes zonas faltosas e, durante a investigação da linha faltosa, já inicializar o processo de restauração através de chaveamentos manuais. Por sua vez, em [Wang et al. \(2021\)](#), um procedimento

de identificação de linhas faltosas foi apresentado considerando a perda ou distorção das informações de alarmes dos IF. O método proposto neste artigo considerou a utilização de dados de μ PMUs para conferir o estado dos IF em casos de possíveis contribuição de corrente de falta por geradores distribuídos baseados em inversores. Alternativamente aos μ PMUs, os autores afirmam que medidores inteligentes dos consumidores poderiam ter sido usados. Assim como em Liu *et al.* (2021), nos testes deste artigo também foram considerados cenários de múltiplas faltas. Ressalta-se, porém, que a maioria das interrupções no SD são causadas por um único evento de falta.

De acordo com o exposto, fica evidenciado que com o aumento do número de IF nos SD abre-se a possibilidade de um aprimoramento na identificação da seção de linha faltosa. Entretanto, deve-se ponderar que, devido à crescente presença de GD, tem-se a necessidade de IF direcionais (unidirecionais ou bidirecionais), o que implica em maiores custos de instalação e comunicação. Ainda, conforme abordado pelos métodos de localização, deve-se também considerar as perdas ou atrasos de informações dos IF, bem como informações incorretas de seus estados, devido às falhas em *hardware* ou nos sistemas de comunicação associados.

As Tabelas 8 e 9 a seguir descrevem brevemente cada um dos métodos dos artigos abordados.

Tabela 8 – Métodos baseados em indicadores de faltas - parte I

Publicação	Descrição do método de localização baseado em IF
(HO <i>et al.</i> , 2011)	Por meio de um algoritmo de imunidade, a alocação dos IF tem como priorização os nós com chaves automáticas (com acesso remoto) ou com pontos <i>open-tie</i> e clientes cujo o fornecimento de energia seja mais essencial (exemplo: hospitais, agências policiais etc.).
(ALMEIDA <i>et al.</i> , 2011)	Por meio de um AG Chu-Beasley, a alocação dos IF prioriza (função objetivo principal) os clientes cujo o fornecimento de energia seja mais essencial e minimiza o problema de múltipla estimação (funções objetivos secundárias).
(TENG <i>et al.</i> , 2014)	Uma relação matricial, dada por uma matriz de corrente de injeção por corrente de linha, representando, na ordem, os possíveis locais de falta (delimitado entre dois IF) e a corrente que flui por IF adjacentes, é usada para determinar o local da falta.
(SUN <i>et al.</i> , 2016)	Uma lista de relação de adjacência obtida a partir do estado dos IF é desenvolvida, informando para cada região analisada, a possibilidade de falta a montante ou a jusante. Se a informação de um IF não é reportada, essa lista deve ser modificada. A partir dessa lista, uma busca iterativa determina a seção faltosa. Na sequência, a área faltosa é determinada considerando a análise dos medidores inteligentes alocados em uma área em que foi reportada uma reclamação de algum cliente.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 9 – Métodos baseados em indicadores de faltas - parte II

Publicação	Descrição do método de localização baseado em IF
(DZAFIC <i>et al.</i> , 2018)	Após o evento de falta ser identificado, o algoritmo de localização constrói um gráfico unidirecional da região que é relevante para a falta. Duas abordagens podem, então, ser utilizadas para localizar a falta: (1) busca profunda do nó em que todas as injeções de correntes indicadas pelos IF convirjam para ele e (2) análise da probabilidade de uma área ser a faltosa a partir da informação de cada IF.
(FARAJOLLAHI <i>et al.</i> , 2018)	Por meio de um algoritmo de programação inteira, a alocação dos IF considera os custos associados com capital de investimento, instalação e manutenção dos IF e os associados às interrupções do serviço de fornecimento de energia. Equações para estimar o tempo requerido para inspecionar a seção faltosa também são apresentadas.
(FARAJOLLAHI <i>et al.</i> , 2019)	Por meio de um algoritmo de programação inteira mista, a alocação dos IF e chaves seccionadoras objetiva reduzir os custos totais de interrupção e minimizar os custos de instalação e manutenção dos IF.
(DERAKHSHANDEH <i>et al.</i> , 2019)	Um modelo de otimização é formulado para a instalação de IF remotos e IF baseados em VANTs, considerando os custos de instalação e manutenção diferentes para cada um dos dois tipos de IF e também os custos oriundos da interrupção de acordo com os diferentes tipos de consumidores, admitindo contingências diversas.
(JIANG, 2019)	Um modelo de otimização é formulado para localizar a seção de linha faltosa em um SD com GD. Neste modelo, são considerados os históricos de falhas dos IF e restrições lógicas acerca das informações dos IF. Dados de medição de corrente dos IF, subestação e das unidades de GD são usados para refinar a área de busca da falta.
(SAU <i>et al.</i> , 2020)	Por meio do NSGA-II, são alocados IF convencionais e direcionais, considerando a presença de GD. Neste procedimento, faz-se uma avaliação do número de IF necessários em função do passo de impedância admitido (esse passo implica no maior/menor número de múltiplas estimações).
(FEREIDUNIAN; TALABARI, 2020)	Uma função múltiplo-objetivo é usada na alocação dos IF. Uma função objetivo econômica considera o tipo de consumidor e sua demanda de consumo média, a taxa de ocorrência de falhas em uma linha, o tempo de restauração do SD e os investimentos em instalação e manutenção dos IF. Por sua vez, uma função objetivo técnica considera o SAIDI.
(KU <i>et al.</i> , 2021)	Usando uma rede de Petri, a identificação da seção de linha faltosa é feita a partir dos dados do estado dos IF e das suas medições de correntes de pré-falta e pós-falta, do estado das chaves seccionadoras e do carregamento dos alimentadores do SD e de suas ramificações.
(LIU <i>et al.</i> , 2021)	Objetivando a rápida restauração do SD após eventos extremos de falta, uma metodologia de programação inteira mista explora a coordenação entre identificação de zonas de falta e posterior despacho das equipes de manutenção para, concomitantemente, investigar linhas suspeitas de faltas e restaurar partes do SD quando possível.
(WANG <i>et al.</i> , 2021)	Um método de programação inteira mista é introduzido para verificar o estado correto dos IF e identificar seções de linhas faltosas a partir de informações de IF direcionais e não-direcionais. Os dados dos geradores baseados em inversores obtidos através de μ PMUs são usados para determinar a corrente equivalente que flui através dos IF.

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.5 Métodos baseados em medições esparsas de tensão e corrente

A inclusão de vários pontos de medições de tensão e corrente ao longo dos alimentadores de distribuição caracteriza outro tipo de abordagem para a localização de faltas. Da teoria de curto-circuito, é possível calcular os afundamentos de tensão para cada local de falta. Alternativamente, estes afundamentos podem ser obtidos via cálculos de fluxo de carga. De fato, os afundamentos de tensão devido a curtos-circuitos podem ser diferentes para cada local de falta. Assim, desde que se conheçam as magnitudes dos afundamentos de tensão em certos nós de medição, é possível estimar o local da falta. Normalmente, são avaliados todos os nós do sistema e o local da falta é determinado pela comparação entre os valores de tensão dos afundamentos para cada local de falta e os obtidos via medição (PEREIRA *et al.*, 2009; JAMALI; BAHMANYAR, 2016; CAVALCANTE; ALMEIDA, 2018).

Assim como no método da impedância, as variações das cargas podem afetar os resultados de localização. Para contornar esse problema, no método de Pereira *et al.* (2009), os autores propuseram um estimador de tensão pré-falta para todos os nós, tendo por base medições do carregamento dos transformadores. Com a mesma ideia, os autores de Lotfifard *et al.* (2011) propuseram uma técnica que considera os dados de carregamento da subestação e as perdas das linhas. Uma continuidade deste trabalho pode ser verificada no artigo de Lotfifard *et al.* (2013), no qual foram abordados aspectos como incertezas nos dados de medições e parâmetros da rede.

A questão da alocação dos medidores é outro aspecto a ser avaliado. Em Dong *et al.* (2013), os autores mostraram falhas no método de Pereira *et al.* (2009) para caso de falta no sistema com nenhum medidor a jusante dela. Por sua vez, esses autores propuseram um método baseado em árvores de decisão, considerando uma alocação dos medidores que diminui a complexidade da árvore construída. Com esta metodologia, tem-se a vantagem de diminuir o esforço computacional uma vez que não há o envolvimento de longos processos iterativos. Contudo, o treinamento da árvore de decisão exige um grande banco de dados, o qual deverá ser atualizado sempre que houver mudanças significativas na rede. Nestes casos, as posições ótimas dos medidores também podem ser afetadas.

Também em Lotfifard *et al.* (2013), uma alocação ótima dos medidores foi proposta, objetivando resolver o problema de múltipla estimação do local da falta. Esse problema será encontrado nos métodos que utilizam apenas os valores de magnitudes das tensões dos medidores esparsos, conforme foi demonstrado por esses mesmos autores em Lotfifard *et al.* (2011). De outro modo, soluções para reduzir a múltipla estimação podem ser encontradas nos artigos de Chen *et al.* (2015) e Biscaro *et al.* (2016). No método de Chen *et al.* (2015), a informação da fase da corrente obtida no nó raiz é usada para distinguir o local exato da falta. Em Biscaro *et al.* (2016), os autores apresentaram um método baseado em um índice delta que avalia os desvios de tensão entre os valores medidos e calculados para cada local

de falta, considerando tanto os valores de magnitude quanto de fase das tensões.

Ainda com o objetivo de solucionar o problema de múltipla estimação, porém, agora, originário dos métodos de impedância, segue o artigo de [Trindade e Freitas \(2017\)](#). Neste, os autores apresentaram uma técnica baseada em zonas de baixa de tensão caracterizadas por medições de tensão feitas por medidores inteligentes que tenham valores menores do que um limiar estabelecido. Também, a publicação de [Martins e Oleskovicz \(2022\)](#) apresentou uma metodologia de alocação de medidores de qualidade de energia elétrica que objetiva reduzir o número de medidores e o problema de múltipla estimação dos métodos de impedância. Essa metodologia foi proposta considerando sistemas de distribuição desbalanceados e ratificada em diferentes sistemas testes, incluindo um sistema com conexão de GD e um sistema de grande porte.

Com uma abordagem mais distinta que os trabalhos anteriores, em [Jamali e Bahmanyar \(2016\)](#), os autores utilizaram a técnica de estimação de estado para inferir o local da falta. Nesse artigo, o conceito de resíduo normalizado foi adaptado para detectar o nó faltoso. Por sua vez, em [Trindade et al. \(2014\)](#), os autores propuseram uma metodologia baseada nos desvios de tensão entre os valores de tensão durante a falta e de pré-falta para cada um dos medidores do SD; em casos de múltipla estimação, um mapeamento da rede é considerado. Com uma abordagem semelhante, segue o trabalho de [Cavalcante e Almeida \(2018\)](#). Nesse artigo, os autores consideraram medições esparsas de tensão e corrente, em magnitude apenas ou em magnitude e ângulo de fase (sem e com sincronismo). Nos testes realizados foi evidenciado que em casos de aplicação do método considerando apenas as magnitudes das medições, a estimação da barra faltosa pode não ser exata, isto é, pode ser estimada uma barra próxima à verdadeira barra faltosa.

Os autores de [Majidi et al. \(2015a\)](#) e [Majidi et al. \(2015b\)](#) propuseram uma metodologia semelhante a de [Trindade et al. \(2014\)](#). Nesses dois primeiros trabalhos, porém, considerou-se a matriz de sequência positiva de impedância e o vetor de desvios de tensão, alcançado pela média das três componentes de sequência. Considerando a esparsidade dos elementos do vetor de corrente, a técnica de *compressive sensing* foi empregada em ambos para localizar as faltas. Para resolver o problema de múltipla estimação, em [Majidi et al. \(2015a\)](#), os autores apresentam uma abordagem analítica do vetor de corrente, enquanto que, em [Majidi et al. \(2015b\)](#), eles introduziram duas abordagens, uma baseada em clusterização via lógica nebulosa (em inglês, *Fuzzy-c*), para casos de faltas simultâneas, e outra na técnica de KNN, para casos de uma única falta.

Embora, com exceção de [Martins e Oleskovicz \(2022\)](#), os artigos até então mencionados não tenham considerado em seus estudos a presença da GD, essa é certamente uma das grandes motivações para o uso de medições esparsas nos métodos de localização de faltas. Note que alguns artigos categorizados nesta tese como sendo de outra abordagem já utilizaram medições esparsas, principalmente, em nós com geradores distribuídos. Alguns

exemplos são os artigos de [Mora-Flórez et al. \(2015\)](#), [Goudarzi et al. \(2015\)](#), [Grajales-Espinal et al. \(2016\)](#), [Orozco-Henao et al. \(2017\)](#), [Jia et al. \(2018\)](#), [Sonoda et al. \(2018\)](#), [Arsoniadis et al. \(2021\)](#), [Wang et al. \(2021\)](#) e [Apostolopoulos et al. \(2022\)](#).

De fato, nas redes de distribuição ativas, o monitoramento dos REDs é essencial para suportar as ações do operador do SD. Nesse sentido, a norma [IEEE Std 1547-2018 \(2018\)](#) estabelece alguns requisitos mínimos de monitoramento que o RED deveria ser capaz de prover, como potência ativa e reativa, tensão e frequência. Nesse contexto, a consideração de medidores inteligentes nos pontos com GD tem sido uma tendência observada em muitos dos trabalhos encontrados na literatura que envolvem RED.

Em [Brahma \(2011\)](#), um método de medições esparsas foi aplicado considerando um sistema com alta penetração de GD com suas respectivas medições. Em [Chen et al. \(2015\)](#), foram realizados testes de sensibilidade dos métodos baseados em afundamentos de tensão. Esses testes incluíram, dentre outros aspectos, a avaliação de erros de estimação da resistência de falta, do carregamento e do nível de penetração da GD. Dentre esses três, o impacto em precisar o local da falta devido às mudanças dos níveis de penetração da GD foi menor. Note que, nesse artigo, consideraram-se as proteções de sub e sobretensão das unidades de GD de modo que as tensões de operação dessas unidades ficaram limitadas na faixa entre 88% e 110% da magnitude de tensão.

Como em [Jamali e Bahmanyar \(2016\)](#), os autores de [Pignati et al. \(2017\)](#) usaram da técnica de estimação de estado para identificar a linha faltosa. Neste artigo, a linha faltosa foi identificada pela comparação entre os resíduos de medição ponderados resultantes dos procedimentos de estimação de estado usando PMUs alocados em toda as barras, medindo tensão e corrente de injeção. Note que a instalação de PMUs em todas as barras pode não ser viável economicamente. Testes com presença de GD e faltas de alta impedância foram realizados neste artigo. Também em [Usman e Faruque \(2018\)](#), os autores fizeram uma validação do método de localização de faltas por meio da técnica de estimação de estado. Nesse, considerou-se a presença de painéis fotovoltaicos na rede. Para minimizar o número de locais de medição, os testes do artigo consideraram PMUs instalados nos nós finais de ramificações para medições de tensão e nos nós de geração para medições de tensão e corrente. Mais recentemente, o artigo de [Hu et al. \(2022\)](#) apresentou um método de localização também baseado em estimação de estado, porém considerando múltiplos estimadores de estados (igual ao número de segmentos de linhas) na avaliação do local da falta. Considerando testes em uma rede com uma unidade de GD e μ PMUs instalados nas subestações de comutação, esse método foi capaz de localizar faltas com resistência de falta de até 1000 Ω .

Ainda, uma extensão do método de [Pignati et al. \(2017\)](#) foi proposta em [Conte et al. \(2022\)](#) com o objetivo de diminuir o número de PMUs utilizados. Atendendo a critérios de observabilidade, diversas condições foram impostas para determinar a alocação ótima

desses dispositivos, incluindo a alocação deles em barras terminais. Testes foram realizados admitindo a conexão de uma planta fotovoltaica em cada barra. É válido destacar que o número de medidores sincronizados requerido ainda é alto, sendo necessário um número maior do que a metade do número de barras do sistema. Nessa mesma linha, uma proposta de expansão do método da impedância baseando-se em medições esparsas foi apresentada em [Majidi e Etezadi-Amoli \(2018\)](#). No método desse artigo, os medidores são alocados nos fins dos ramos e apenas as medições de tensão de pré-falta e durante a falta são consideradas. A corrente de falta é estimada pelo método dos mínimos quadrados linear, desde que μ PMUs estejam disponíveis ou por um estimador não linear, quando apenas os valores de magnitudes das tensões providos por medidores inteligentes estão disponíveis.

Assim como em [Majidi et al. \(2015a\)](#) e [Majidi et al. \(2015b\)](#), a técnica de *compressive sensing* foi usada nos métodos de localização de [Jia et al. \(2020\)](#) e [Jiang et al. \(2021\)](#). Esses métodos consideraram medidores nos nós de conexão de GD em adição aos medidores instalados em nós terminais. Como uma particularidade de cada método, em [Jia et al. \(2020\)](#), usou-se a componente de sequência negativa para minimizar o impacto da GD, enquanto que, em [Jiang et al. \(2021\)](#), assumiu-se a fragmentação do vetor de corrente esparsos em blocos. Em comparação a [Jiang et al. \(2021\)](#), o método de [Jia et al. \(2020\)](#) é mais econômico, uma vez que ele não necessita de μ PMU. Cabe ressaltar, entretanto, que os testes do artigo consideraram unidades de GD instaladas apenas em nós terminais. Na mesma linha, a publicação de ([YANG et al., 2023](#)) também se utilizou da técnica de *compressive sensing* para localizar as faltas. A novidade desse trabalho é o cálculo da matriz de impedância do sistema considerando as impedâncias equivalentes dos geradores distribuídos interfaceados com inversores. Para tanto, utilizaram-se as medições de tensão em cada zona (porção do sistema) integrada com GD e a corrente nominal e estratégia de controle dos geradores distribuídos. Ressalta-se que medidores em nós terminais também são esperados.

A publicação de [Buzo et al. \(2021\)](#) apresentou um método de localização de faltas com investigação da linha faltosa em cada subsistema da rede, o qual é constituído dos nós entre a subestação e uma barra terminal. Esse método requer no mínimo dois μ PMUs, sendo que um deve ser instalado na subestação e o outro em qualquer nó terminal. As demais medições podem ser feitas por medidores inteligentes. Os autores concluíram que o efeito da GD já está incluso nas medições de pré-falta e durante a falta dos μ PMUs e que, portanto, não é necessário instalar medidores em nós de geração. Entretanto, essa conclusão vem em confronto com outras publicações que também foram fundamentadas no cálculo dos desvios de tensão.

Medições de μ PMUs e medidores inteligentes também são usados no método de [Ganivada e Jena \(2022\)](#). Entretanto, diferentemente do método de [Buzo et al. \(2021\)](#), os μ PMUs são alocados em barras com GD e ao longo do alimentador (por exemplo, em várias partes do

alimentador principal), de modo que seja possível fragmentar a rede de distribuição dentro de diferentes zonas. Também, medidores inteligentes estão alocados em todas as barras. Adicionalmente, os autores assumem que os modelos do tipo de carga são conhecidos. Também, na publicação de [Crespo e Moreto \(2022\)](#), μ PMUs foram usados, porém, restritos às medições de tensão em nós terminais. A estratégia do método de localização desta publicação consiste em dividir a rede em subníveis, sendo que cada subnível é resultante da ramificação de um nível superior. Neste caso, o alimentador principal sempre tem nível 1, sua ramificação imediata tem nível 2 e assim subsequente. A busca é feita primeiro para a barra mais próxima ao local de falta e, posteriormente, para o ramo faltoso, seguindo, então, com a investigação em níveis inferiores se necessário. Esse método necessita das impedâncias das cargas e, também, sugere não ser adequado para redes com conexão de GD.

Em [Zhang et al. \(2020\)](#), os autores apresentaram um método de localização para redes de distribuição radial com único terminal. Neste método, são consideradas medições fasoriais de tensão e corrente ao longo do alimentador feitas por PMUs e o local da falta é estimado com base na característica da falta obtida a partir da estimação de tensão e corrente para o local da falta. Os autores de [Jamei et al. \(2020\)](#) apresentaram um método para alocação de PMUs para localizar faltas, considerando uma boa identificação da região faltosa em um cenário com poucos medidores, caracterizando uma observabilidade parcial da rede de distribuição. Essa alocação é alcançada com base nos resultados de um método de localização baseado em um modelo estatístico de teste de hipóteses. Os autores também propuseram a integração desse método de localização a um sistema de detecção de *cyber attacks*, no qual os resultados de estimação das faltas são correlacionados com os dados do sistema SCADA.

Em suma, é possível afirmar que os métodos baseados em medições esparsas de afundamentos de tensão se apresentam como promissores para localizar as faltas. Como esses métodos são, quase sempre, baseados em medidores inteligentes e PMUs ou μ PMUs, eles exigem um sistema de monitoramento mais sofisticado e oneroso. Apesar disso, o custo-benefício proporcionado por esses medidores modernos justificam a sua instalação. Veja que esses dispositivos de medição são componentes essenciais na transformação das redes tradicionais para as chamadas redes elétricas inteligentes (*smart grids*), as quais requerem um sistema de comunicação e aquisição de dados avançados para permitir a tomada de ações quase que em tempo real. No cenário de redes inteligentes, medições fasoriais (obtidas, por exemplo, de μ PMUs) melhoram os dados de fluxo de carga, a identificação de eventos desconhecidos e a relação entre anomalias potenciais.

Conforme foi abordado, alguns métodos requerem apenas as medições de magnitudes de tensão. O problema é que, em geral, esses métodos podem apresentar problemas de múltipla estimação do local da falta. Por outro lado, ao utilizar medições fasoriais,

dispondo, portanto, da magnitude e ângulo de fase dos sinais de tensão, esse problema é praticamente resolvido. É fato, porém, que ao se utilizar medições fasoriais, existe a necessidade de sincronização, o que pode tornar esse tipo de medição mais onerosa. Mesmo assim, PMUs já são uma realidade em sistemas de transmissão e é muito provável que, em um futuro próximo, haja mais medidores capazes de medir a magnitude e ângulo de tensão, a exemplo dos μ PMUs (MEIER *et al.*, 2014), também referidos como PMUs de distribuição. Finalmente, vale destacar que, considerando a topologia radial dos SD, diversos trabalhos reportados na literatura indicam que uma alocação de medidores em nós terminais dos alimentadores é mais adequada para cobrir toda a rede.

As Tabelas 10, 11, 12 e 13 a seguir descrevem brevemente cada um dos métodos dos artigos abordados.

Tabela 10 – Métodos de localização de faltas baseados em medições esparsas - Parte I

Publicação	Descrição do algoritmo de localização da falta
(PEREIRA <i>et al.</i> , 2009)	Por meio de um processo iterativo com execução de fluxo de carga, são estimadas as tensões de pré-falta de todos os nós. Uma avaliação de curtos-circuitos aplicados em cada nó permite averiguar qual é o nó faltoso.
(BRAHMA, 2011)	O esquema proposto assume medições trifásicas de tensão e corrente sincronizadas na subestação e nos pontos de conexão com GD. Considerando a contribuição de todas as fontes na falta, a corrente de falta é calculada. Então, um método iterativo determina o local da falta.
(LOTFIFARD <i>et al.</i> , 2011)	Por meio da avaliação da característica da tensão, resultante da diferença entre os fasores de tensão de sequência positiva e negativa, obtida para cada barra de medição durante a falta, determina-se o local da falta.
(DONG <i>et al.</i> , 2013)	Uma árvore de decisão identifica a seção faltosa. Na metodologia proposta considera-se um fator de peso para o índice de ângulo, o qual considera a precisão dos parâmetros da rede e o número de medidores esparsos. Uma alocação ótima dos medidores pode ser alcançada com base na contribuição de cada um dos possíveis nós candidatos em discriminar o local da falta.
(LOTFIFARD <i>et al.</i> , 2013)	Uma abordagem probabilística é conduzida para estimar a incerteza com relação aos dados de medição (tensão e corrente), parâmetros das linhas e dados das cargas de cada nó. Com base nessa abordagem, uma análise qualitativa pode determinar qual o método de localização adequado.
(TRINDADE <i>et al.</i> , 2014)	Por meio do cálculo dos desvios de tensão (de pré-falta e durante a falta) para cada um dos medidores do SD, são estimados os valores de corrente de curto-circuito considerando faltas em todas as barras. Um índice para estimação do local da falta é, então, obtido comparando cada uma das correntes de faltas com a média de todas as correntes obtidas (considerando cada um dos medidores).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 11 – Métodos de localização de faltas baseados em medições esparsas - Parte II

Publicação	Descrição do algoritmo de localização da falta
(CHEN <i>et al.</i> , 2015)	Testes de sensibilidade avaliando o impacto da GD e de erros nas medições esparsas são realizados, utilizando-se do método de localização proposto em Lotfifard <i>et al.</i> (2011).
(MAJIDI <i>et al.</i> , 2015a)	Um procedimento de análise de esparsidade determina o local da falta baseando-se na correlação entre as matrizes de sequência positiva de desvios de tensão e de impedância Z_{bus} . Em casos de múltipla estimação, considera-se que a barra faltosa corresponde ao elemento de maior valor do vetor de correntes ou é a que apresenta o menor resíduo mínimo.
(MAJIDI <i>et al.</i> , 2015b)	Os possíveis locais de faltas são determinados com o mesmo procedimento de Majidi <i>et al.</i> (2015a). Em casos de múltipla estimação, duas abordagens são propostas: uma em que se considera até três faltas simultâneas, sendo que a distância dessas em relação à subestação são determinadas via algoritmo de <i>Fuzzy-c</i> e outra em que se admite apenas uma falta e estima-se a distância usando a técnica de KNN.
(BISCARO <i>et al.</i> , 2016)	Foi apresentada uma nova equação que considera as diferenças de tensão (incluindo o ângulo de fase) entre os valores medidos e calculados de tensão, sendo os últimos calculados com base na corrente de curto-circuito assumida para cada nó avaliado do sistema.
(JAMALI; BAHMANYAR, 2016)	Uma técnica de estimação de estado para localizar as faltas foi apresentada. As cargas (pré-falta) são inicialmente estimadas e a falta é considerada como sendo uma carga temporariamente conectada em um nó. São avaliados todos os nós dentro de uma zona faltosa, baseando-se no cálculo do menor resíduo normalizado.
(PIGNATI <i>et al.</i> , 2017)	Estimadores de estado são executados em paralelo para incluir uma barra virtual, criada para absorver a corrente de falta. Após detectada a falta, a linha faltosa é identificada como sendo aquela que apresenta o menor valor de resíduo ponderado.
(TRINDADE; FREITAS, 2017)	É apresentada uma estratégia para resolver a múltipla estimação do método baseado em impedância. Com base em medições de medidores inteligentes, são determinadas as zonas de baixa tensão. Para tanto, o método usa de um limiar adaptativo obtido a partir das medições de tensão e corrente da subestação durante a falta.
(CAVALCANTE; ALMEIDA, 2018)	Por meio de medições esparsas de tensão e corrente, são obtidas as variações de tensão para todas as barras de cada medidor disponível baseando-se em equações clássicas de curto-circuito, em um processo não iterativo. Um índice que avalia o grau de similaridade entre todas essas variações de tensão obtida (para cada medidor, considerando tensão ou corrente) determina o local da falta.
(MAJIDI; ETEZADI-AMOLI, 2018)	Duas fontes de corrente são usadas para modelar a falta. Os valores de injeção de corrente são estimados via método dos mínimos quadrados desde que as medições sejam sincronizadas. Caso contrário, um estimador não linear é executado. O espaço de busca e, por conseguinte, o esforço computacional, é reduzido devido à consideração de dados dos dispositivos de proteção.
(USMAN; FARUQUE, 2018)	Uma validação da abordagem de localização de faltas por meio da técnica de estimação de estado foi apresentada, considerando a presença de painéis fotovoltaicos em seus testes, incluindo os seus inversores e controles. A localização dos PMUs e a comunicação desses também são discutidas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 12 – Métodos de localização de faltas baseados em medições esparsas - Parte III

Publicação	Breve descrição do algoritmo de classificação da falta
(MAJIDI; ETEZADI-AMOLI, 2018)	Duas fontes de corrente são usadas para modelar a falta. Os valores de injeção de corrente são estimados via método dos mínimos quadrados desde que as medições sejam sincronizadas. Caso contrário, um estimador não linear é executado. O espaço de busca e, por conseguinte, o esforço computacional, é reduzido devido à consideração de dados dos dispositivos de proteção.
(USMAN; FARUQUE, 2018)	Uma validação da abordagem de localização de faltas por meio da técnica de estimação de estado foi apresentada, considerando a presença de painéis fotovoltaicos em seus testes, incluindo os seus inversores e controles. A localização dos PMUs e a comunicação desses também são discutidas.
(JAMEI <i>et al.</i> , 2020)	Uma análise estatística chamada de divergência de Kullback-Leibler é utilizada para estabelecer uma relação entre o local da falta e a posição de PMUs alocados na rede. A partir desta análise, é apresentado um algoritmo de alocação de PMUs.
(JIA <i>et al.</i> , 2020)	Inicialmente, a matriz de impedância de sequência negativa é construída com base nos parâmetros da rede e das cargas. Em seguida, calcula-se as tensões de sequência negativa nos nós terminais. Então, estima-se o vetor de corrente por meio da aplicação de um algoritmo de <i>Bayesian Compressive Sensing</i> (BCS). Mais do que uma janela de dados é usada nesse processo de estimação. Considerando os maiores valores do vetor de corrente correspondentes a nós adjacentes, determina-se o local da falta.
(ZHANG <i>et al.</i> , 2020)	O método propõe um índice de cálculo da característica da falta obtido por meio de um equacionamento envolvendo as medições fasoriais de tensão e corrente obtidos por PMUs ao longo do alimentador para estimar a seção faltosa. Nesse procedimento, é estimada a contribuição da GD para a barra de falta. Para determinar o local exato da falta, as características das faltas são calculadas por meio da teoria de entropia e local da falta estimado utilizando um algoritmo de busca de Fibonacci.
(BUZO <i>et al.</i> , 2021)	Primeiramente, a corrente de falta é calculada considerando medições sincronizadas entre a subestação e um nó terminal. Para tanto, a matriz de impedância é reduzida para as posições equivalentes a esses dois nós. Na sequência, são identificados os nós candidatos a falta de cada subsistema. Três vetores avaliam os nós candidatos e determina o nó mais próximo ao local da falta. Esse procedimento é repetido de modo a refinar a identificação do local da falta pela investigação nas linhas conectadas a esses nós. Em casos de múltipla estimação do local da falta, considera-se a solução do subsistema com o maior valor de tensão pré-falta.
(JIANG <i>et al.</i> , 2021)	O problema de localização de faltas é formulado como a estimação de um vetor de corrente de injeção de faltas em blocos. Considerando a redução de Kron para eliminar os nós sem medição, o vetor de corrente é esparso. Então, a estimação deste vetor é feita através do algoritmo de <i>Block-Sparse Bayesian Learning</i> (BSBL) e, por sua vez, o local da falta é determinado.
(CONTE <i>et al.</i> , 2022)	Foi proposto um método de localização semelhante ao de Pignati <i>et al.</i> (2017). Entretanto, é selecionado como local da falta a barra virtual com a mínima variação de resíduo de medição normalizado no instante de falta ao invés da mínima variação. A precisão da localização da falta é melhorada quando se admite um maior atraso na localização.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 13 – Métodos de localização de faltas baseados em medições esparsas - Parte IV

Publicação	Breve descrição do algoritmo de classificação da falta
(CRESPO; MORETO, 2022)	O método de localização investiga, inicialmente, a barra mais próxima a falta para cada nível analisado. Neste caso, a matriz de admitância é restrita ao nível analisado e, por isso, os ramos são transformados em impedância de carga equivalente. Posteriormente, um procedimento iterativo determina a distância da falta da barra selecionada, considerando as diferenças resultantes entre duas equações de tensão do ponto de falta.
(GANIVADA; JENA, 2022)	A região faltosa é detectada por meio do posicionamento e dados de medição de μ PMUs. Considerando a estimação das correntes de pré-falta e as medições de correntes dos μ PMUs, a corrente de falta é calculada. Então, a barra mais próxima do local de falta e, posteriormente, a seção de linha faltosa são determinadas com base em medições de tensão de medidores inteligentes nas barras.
(HU <i>et al.</i> , 2022)	Para cada segmento de linha, um estimador de estado é formulado, caracterizando múltiplas redes faltosas possíveis. Considerando os resíduos de medição calculados e a corrente de falta para cada seção de estimação de estado, o local da falta é determinado.
(MARTINS; OLESKOVICZ, 2022)	A alocação de medidores de qualidade da energia é conduzida considerando um modelo de programação linear inteira binário que objetiva reduzir o número de medidores e maximizar o número de faltas identificadas unicamente. Para resolver este problema multi-objetivo, utiliza-se o <i>Algorithm for Bicriteria Discrete Optimization</i> (ABCDO). Em adição, o NSGA-II é utilizado para encontrar soluções não-dominadas.
(YANG <i>et al.</i> , 2023)	Por meio da modelagem de geradores distribuídos interfaceados com inversores pela sua impedância equivalente, o algoritmo de BCS é utilizado para localizar as faltas. Também, um esquema de alocação dos medidores é proposto considerando um esquema de partição nodal designado para cobrir uma área integrada de GD em adição a medições terminais.

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.6 Comparação dos métodos de localização de faltas

Para efeitos de comparação dos trabalhos, as Tabelas 14, 15 e 16 distinguem os artigos abordados anteriormente considerando os seguintes aspectos: sistema de monitoramento, principal abordagem do método de localização das faltas, necessidade ou não de um classificador de faltas, modelo de linha considerado e solução ou não do problema de múltipla estimação. Também, são avaliadas características dos testes realizados, incluindo qual o software de simulação utilizado, os tipo de faltas considerados e se há avaliação do efeito da variação da resistência de falta (ΔR_f), variação de potência das cargas (ΔS_{cargas}), mudança dos níveis de penetração das unidades de GD (ΔS_{GD}) e imprecisão ou presença de ruídos nas medições.

Tabela 14 – Comparação dos métodos de localização de faltas - Parte I

Referência	Sistema de monitoramento						Método				Simulações e testes de sensibilidade					
	SB	SCADA		IAM (MI)		IAM (PMUs)	Principal abordagem	Classificador de faltas	Modelo de linha	Múltipla estimação	Software de simulação	Tipos de faltas	Δ RF	Δ S _{cargas}	Δ S _{GD}	Erros/Ruídos das medições
		EQ	DP	IF	Mag											
(HUANG, 2002)	✓	–	✓	–	–	–	Aprendizagem	–	–	✓	Visual C++ e Cyme	FT	✗	✗	–	✗
(LEE <i>et al.</i> , 2004)	✓	–	✓	–	–	–	Impedância	–	Matriz Z	✓	EMTP	FT	✓	✓	–	✗
(THUKARAM <i>et al.</i> , 2005)	✓	–	✓	–	–	–	Aprendizagem	✓	Série (<i>RL</i>)	✓	–	todas	✓	✓	–	✗
(SENGER <i>et al.</i> , 2005)	✓	–	✓	–	–	–	Impedância	✓	PD	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✗
(BORGHETTI <i>et al.</i> , 2006)	✓	–	–	–	–	✓	Ondas Viajantes	✓	PC	–	EMTP-RV	todas	✓	✗	✗	✓
(MORA-FLOREZ <i>et al.</i> , 2007)	✓	–	–	–	–	–	Aprendizagem	✓	–	–	Simulink-MATLAB	todas	✓	✗	–	✗
(BORGHETTI <i>et al.</i> , 2008)	✓	–	–	–	–	–	Ondas Viajantes	✗	PC	–	–	todas	✓	✗	–	✗
(MORALES-ESPANA <i>et al.</i> , 2009)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✓	Matriz Z	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✗	–	✗
(MORA-FLOREZ <i>et al.</i> , 2009)	✓	–	–	–	–	–	Aprendizagem	✓	Matriz Z	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✗
(PEREIRA <i>et al.</i> , 2009)	✓	–	–	–	✓	✓	Medições Esparsas	✗	Série (<i>RL</i>)	✗	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✗
(SALIM <i>et al.</i> , 2009)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✓	Matriz Z	✗	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✗
(BORGHETTI <i>et al.</i> , 2010)	✓	–	–	–	–	–	Ondas Viajantes	✗	–	–	–	todas	–	–	–	✗
(HO <i>et al.</i> , 2011)	–	–	–	✓	–	–	Alocação de IF	✗	–	–	MATLAB	–	–	–	–	–
(ALMEIDA <i>et al.</i> , 2011)	–	–	–	✓	–	–	Alocação de IF	✗	–	–	MATLAB	–	–	–	–	–
(ASLAN; Türe, 2011)	✓	✓	–	–	–	–	Impedância	✗	Série (<i>RL</i>)	✓	EMTP	todas	✓	✗	✓	✗
(BRAHMA, 2011)	✓	–	–	–	–	–	Medições Esparsas	✗	Modelo π	–	PSCAD-EMTDC	todas	✓	✗	✓	✗
(LIAO, 2011)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✓	Matriz Z	✗	Simulink-MATLAB	todas	✓	✓	✗	✗
(LOTFIFARD <i>et al.</i> , 2011)	✓	–	–	–	✓	✓	Medições Esparsas	✓	–	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✗
(POURAHMADI-NAKHLI; SAFAVI, 2011)	✓	–	–	–	–	–	Ondas Viajantes	–	–	–	ATP/EMTP	FT	✓	✓	–	✗
(SALIM <i>et al.</i> , 2011)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✗	PD	✗	ATP-EMTP	todas	✓	✗	–	✗
(DAS <i>et al.</i> , 2012)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	–	Matriz Z	✗	PSCAD-EMTDC	FT	✗	✓	–	✗
(DASHTI; SADEH, 2012)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✓	PD	✗	Simulink-MATLAB	todas	✓	✗	–	✓
(KRISHNATHEVAR; NGU, 2012)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✓	Matriz Z	✓	PowerFactory	todas*	✓	✗	–	✗
(LOVISOLO <i>et al.</i> , 2012)	✓	–	–	–	–	–	Aprendizagem	✓	–	–	PSCAD-EMTDC	todas	✓	✓	–	✗
(DONG <i>et al.</i> , 2013)	✓	–	–	–	✓	–	Medições Esparsas	✓	PC	–	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✓
(GONG; GUZMAN, 2013)	✓	✓	✓	–	–	–	Impedância	✓	Série (X_{l1} e X_{l0})	✓	–	FT e FF	✗	✗	–	✗
(LOTFIFARD <i>et al.</i> , 2013)	✓	–	–	–	✓	✓	Medições Esparsas	✗	–	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✗	–	✓
(RAZZAGHI <i>et al.</i> , 2013)	✓	–	–	–	–	–	Ondas Viajantes	✗	–	–	EMTP-RV	FT e FFFT	✓	–	–	–
(SADEH <i>et al.</i> , 2013)	✓	–	–	–	–	–	Ondas Viajantes	✓	–	–	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✗
(DASHTI; SADEH, 2014)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✓	PD	✓	–	todas	✓	✗	–	✗
(GAZZANA <i>et al.</i> , 2014)	✓	–	–	–	–	–	Ondas Viajantes	✓	PD	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✗
(HERRERA-OROZCO <i>et al.</i> , 2014)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✗	Matriz Z	✗	ATP-EMTP	FT, FF e FFF	✓	✓	✗	✗
(ROBSON <i>et al.</i> , 2014)	✓	–	–	–	–	✓	Ondas Viajantes	✗	$Z(f)$	✓	ATP-EMTP	FT	✓	✓	–	✓
(TENG <i>et al.</i> , 2014)	–	–	–	✓	–	–	Localização via IF	✗	–	–	–	–	–	✗	✗	✗
(TRINDADE <i>et al.</i> , 2014)	✓	–	✓	–	✓	✓*	Medições Esparsas	✗	Matriz Z	✓	ATP-EMTP	FT e FFF	✓	✓	–	✓
(YE <i>et al.</i> , 2014)	✓	–	–	–	–	–	Ondas Viajantes	✗	–	–	PSCAD-EMTDC	todas c/ terra	✓	✗	–	✓

Legenda: SB - subestação; EQ - equipamentos de campo; DP - dispositivos de proteção; MI - medidores inteligentes; Mag - magnitude; Ang - ângulo;
 ✓ = sim; ✓* = sim (com exceções); ✗ = não; – não se aplica, não está claro ou mesmo não é informado;
 PD = parâmetros distribuídos; PC = parâmetros concentrados; Matriz **Z** = matriz quadrada tridimensional de impedâncias; *RL* = resistência e indutância;
 X_{l1} e X_{l0} = reatância de sequência positiva e de sequência zero; $Z(f)$ = impedância em função da frequência;
 todas = todos os tipos de falta *shunt*; todas* = todas as faltas *shunt* com envolvimento do terra; FT, FF e FFF = faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas.

Tabela 15 – Comparação dos métodos de localização de faltas - Parte II

Referência	Sistema de monitoramento						Método de localização				Simulações e testes de sensibilidade					
	SB	SCADA	IAM (MI)	IAM	Principal	Classificador	Modelo	Múltipla	Software	Tipos	Δ	Δ	Δ	Erros/Ruídos		
	EQ	DP	IF	Mag	Ang	(PMUs)	abordagem	de faltas	de linha	estimação	de simulação	de faltas	RF	S _{cargas}	S _{GD}	das medições
(ALWASH <i>et al.</i> , 2015)	✓	–	–	–	–	✓	Impedância	✗	PD	✓	PSCAD-EMTDC	todas	✓	✓	✗	✗
(CHEN <i>et al.</i> , 2015)	✓	–	–	–	–	✓	Medições Esparsas	✓	–	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✗	✓	✓
(GOUDARZI <i>et al.</i> , 2015)	✓	–	–	–	–	✓	Ondas Viajantes	✗	–	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✗	✗	✗
(LIANG <i>et al.</i> , 2015)	✓	–	–	–	–	–	Ondas Viajantes	✗	–	–	PSCAD-EMTDC	todas	✗	✗	–	✗
(MAJIDI <i>et al.</i> , 2015a)	✓	–	–	✓	✗	✓*	Medições Esparsas	✗	Matriz Z	✓	PowerFactory	todas	✓	✗	–	✓
(MAJIDI <i>et al.</i> , 2015b)	✓	–	–	✓	✗	✓*	Medições Esparsas	✗	Matriz Z	✓	PowerFactory	todas	✓	✗	–	✓
(MORA-FLÓREZ <i>et al.</i> , 2015)	✓	–	–	–	✓	–	Impedância	✓	Matriz Z	–	ATP-EMTP	FT, FF e FFF	✓	✓	✗	✗
(ADEWOLE <i>et al.</i> , 2016)	✓	–	–	–	–	–	Aprendizagem	✓	–	✓	PowerFactory	todas	✓	✗	–	X
(BISCARO <i>et al.</i> , 2016)	✓	–	–	✓	✓	–	Medições Esparsas	✓	Matriz Z	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✓	✗	✓
(GRAJALES-ESPINAL <i>et al.</i> , 2016)	✓	–	–	✓	✓	–	Impedância	✗	PD	–	–	FT, FF e FFF	✓	✓	✓	✗
(JAMALI; BAHMANYAR, 2016)	✓	–	–	✓	✓	✓	Medições Esparsas	✓	–	–	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✓
(SUN <i>et al.</i> , 2016)	–	–	–	✓	✓	–	Localização via IF	✗	–	–	–	–	–	✗	✗	✓
(BAHMANYAR; JAMALI, 2017)	✓	–	–	✓	✓	✓*	Impedância	✗	Matriz Z	✗	Simulink-MATLAB	todas	✓	✓	✓	✓
(GABR <i>et al.</i> , 2017)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✓	PD	✗	Simulink-MATLAB	todas	✓	✓	–	✗
(PIGNATI <i>et al.</i> , 2017)	✓	–	–	–	–	✓	Medições Esparsas	–	PD	–	SimPowerSystem	todas	✓	✓	✓	✓
(SHAFIULLAH <i>et al.</i> , 2017)	✓	–	–	–	–	–	Aprendizagem	✓	Matriz Z	–	–	todas	✓	✓	–	✓
(TRINDADE; FREITAS, 2017)	✓	–	–	✓	✗	–	Medições Esparsas	✗	Matriz Z	✓	ATP-EMTP	FT e FFF	✓	✗	–	✓
(OROZCO-HENAO <i>et al.</i> , 2017)	✓	–	–	–	–	✓	Impedância	✗	PD	–	ATP-EMTP	todas	✓	✓	✗	✓
(CAVALCANTE; ALMEIDA, 2018)	✓	–	–	✓	✓*	✓*	Medições Esparsas	✗	Matriz Z	–	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✓
(CORREA-TAPASCO <i>et al.</i> , 2018)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✓	PD	✗	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✓
(DZAFIC <i>et al.</i> , 2018)	–	–	–	✓	–	–	Localização via IF	✗	–	–	–	–	–	✗	✗	✗
(FARAJOLLAHI <i>et al.</i> , 2018)	–	–	✓	✓	–	–	Alocação de IF	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(JIA <i>et al.</i> , 2018)	✓	✓	–	✓	✓	–	Impedância	✗	Matriz Z	–	MATLAB	FT, FFF e FFT	✓	✓	✗	✓
(MAJIDI; ETEZADI-AMOLI, 2018)	–	–	✓	–	–	✓*	Medições Esparsas	✗	Série (<i>RL</i>)	–	–	todas	✓	✗	✓	✓
(SONODA <i>et al.</i> , 2018)	✓	–	–	✓	–	–	Aprendizagem	✗	–	–	MATLAB	todas	✓	✗	✓	✗
(ABOSHADY <i>et al.</i> , 2019)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✓	PD	✓	Simulink-MATLAB	FT	✓	✗	–	✓
(CORREA-TAPASCO <i>et al.</i> , 2019)	✓	–	–	–	–	–	Aprendizagem	✓	–	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✓
(DERAKHSHANDEH <i>et al.</i> , 2019)	–	–	–	✓	–	–	Alocação de IF	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(FARAJOLLAHI <i>et al.</i> , 2019)	–	–	✓	✓	–	–	Alocação de IF	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(JIANG, 2019)	✓	–	–	✓	✓	–	Localização via IF	–	–	–	–	–	–	✗	✗	✓
(RECHE <i>et al.</i> , 2019)	✓	–	–	✓	✓	–	Aprendizagem	✗	–	✓	ATP-EMTP	todas	✓	✗	–	✓
(SHI <i>et al.</i> , 2019)	✓	–	–	–	–	–	Ondas Viajantes	✓	–	✓	PSCAD-EMTDC	todas	✗	✓	–	✓

Legenda: SB - subestação; EQ - equipamentos de campo; DP - dispositivos de proteção; MI - medidores inteligentes; Mag - magnitude; Ang - ângulo;

✓ = sim; ✓* = sim (com exceções); ✗ = não; – não se aplica, não está claro ou mesmo não é informado;

PD = parâmetros distribuídos; PC = parâmetros concentrados; Matriz **Z** = matriz quadrada tridimensional de impedâncias; *RL* = resistência e indutância;

Xl_1 e Xl_0 = reatância de sequência positiva e de sequência zero; $Z(f)$ = impedância em função da frequência;

todas = todos os tipos de falta *shunt*; todas* = todas as faltas *shunt* com envolvimento do terra; FT, FF e FFF = faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas.

Tabela 16 – Comparação dos métodos de localização de faltas - Parte III

Referência	Sistema de monitoramento						Método de localização				Simulações e testes de sensibilidade					
	SB	SCADA	IAM (MI)	IAM	Mag	Ang (PMUs)	Principal abordagem	Classificador de faltas	Modelo de linha	Múltipla estimação	Software de simulação	Tipos de faltas	Δ RF	Δ S _{cargas}	Δ S _{GD}	Erros/Ruídos das medições
(FEREIDUNIAN; TALABARI, 2020)	–	–	✓	✓	–	–	Alocação de IF	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(JAMEI <i>et al.</i> , 2020)	✓	–	✓	–	–	–	Medições Esparsas	✗	Matriz Z	–	OpenDSS	todas	✗	✗	✗	✗
(JIA <i>et al.</i> , 2020)	✓	–	–	–	–	–	Medições Esparsas	–	Série (<i>RL</i>)	–	RTDS	FT, FF e FFT	✓	✓	✗	✓
(SAU <i>et al.</i> , 2020)	–	–	–	✓	–	–	Alocação de IF	–	–	✓	–	–	–	–	–	–
(PESSOA <i>et al.</i> , 2020)	✓	–	–	–	✓	✓	Aprendizagem	✓	–	✓	–	todas	✓	–	–	–
(WANG <i>et al.</i> , 2020)	✓	–	–	–	–	–	Ondas Viajantes	✗	–	✓	EMTP-RV	FT	✓	✗	–	✓
(ZHANG <i>et al.</i> , 2020)	✓	–	–	–	–	–	Medições Esparsas	✗	PD	–	MATLAB	FT	✓	✗	✓	✓
(ARSONIADIS <i>et al.</i> , 2021)	✓	–	–	–	–	–	Impedância	✗	Série (<i>RL</i>)	✗	EMTP-RV	todas	✓	✓	–	✓
(BUZO <i>et al.</i> , 2021)	✓	–	–	–	✓	–	Medições Esparsas	–	Série (<i>RL</i>)	✗	DIGSILENT	todas	✓	✓	✗	✓
(GALVEZ; ABUR, 2021)	✓	–	–	–	✓	✓	Ondas Viajantes	–	DF	–	EMTP-RV	todas	✓	–	✗	✓
(JIANG <i>et al.</i> , 2021)	✓	–	–	–	✓	–	Medições Esparsas	–	Matriz	–	–	todas	✓	–	✗	✓
(KU <i>et al.</i> , 2021)	✓	–	✓	✓	–	–	Localização via IF	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(LIU <i>et al.</i> , 2021)	–	✓	✓	–	–	–	Localização via IF	–	–	–	MATLAB	–	–	–	–	–
(XU <i>et al.</i> , 2021)	–	–	–	–	✓	✓	Ondas Viajantes	–	–	✗	–	FT	–	–	✓	–
(WANG <i>et al.</i> , 2021)	–	–	–	✓	✓	–	Localização via IF	–	–	–	AMPL	–	–	–	–	–
(ZHAO; BARATI, 2021)	–	–	–	–	–	–	Aprendizagem	✓	–	✗	–	todas	✓	✗	–	–
(APOSTOLOPOULOS <i>et al.</i> , 2022)	✓	–	–	–	✓	–	Impedância	✗	Matriz Z	✓	EMTP-RV	todas	✓	✓	–	✓
(CONTE <i>et al.</i> , 2022)	–	–	–	–	–	–	Medições Esparsas	✗	–	–	DIGSILENT	todas	–	–	–	✓
(CRESPO; MORETO, 2022)	✓	–	–	–	–	–	Medições Esparsas	✗	–	–	ATP-EMTP	todas	✓	✓	–	✓
(GANIVADA; JENA, 2022)	–	–	–	–	✓	–	Medições Esparsas	✗	–	–	RSCAD	todas*	✓	✓	✗	✓
(GALVEZ; ABUR, 2022)	–	–	–	–	✓	✓	Ondas Viajantes	–	–	–	EMTP	todas	✓	–	✗	✓
(HU <i>et al.</i> , 2022)	–	–	–	–	–	–	Medições Esparsas	–	Série (<i>RL</i>)	–	PSCAD	todas	✓	–	✗	✓
(MARTINS; OLESKOVICZ, 2022)	–	–	–	–	✓	–	Medições Esparsas	–	Matriz Z	✓	OpenDSS	todas	–	✗	✓	–
(YANG <i>et al.</i> , 2023)	–	–	–	–	✓	–	Medições Esparsas	–	Matriz Z	–	RTDS	todas	✓	✓	–	✓
MÉTODO DESTA TESE	✓	–	–	✓	–	–	Medições Esparsas	✓	Matriz Z	–	ATP-EMTP	todas	✓	✓	✓	✓

Legenda: SB - subestação; EQ - equipamentos de campo; DP - dispositivos de proteção; MI - medidores inteligentes; Mag - magnitude; Ang - ângulo;

✓ = sim; ✓* = sim (com exceções); ✗ = não; – não se aplica, não está claro ou mesmo não é informado;

PD = parâmetros distribuídos; PC = parâmetros concentrados; Matriz **Z** = matriz quadrada tridimensional de impedâncias; *RL* = resistência e indutância; DF = dependentes da frequência

X_{l1} e X_{l0} = reatância de sequência positiva e de sequência zero; $Z(f)$ = impedância em função da frequência;

todas = todos os tipos de falta *shunt*; todas* = todas as faltas *shunt* com envolvimento do terra; FT, FF e FFF = faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas.

Observe que o método desta tese foi incluído como um último trabalho na Tabela 16. Assim como grande parte da literatura, esse método se apoia em um monitoramento permanente da subestação (saída dos alimentadores) para detectar e classificar as faltas. Veja que, em termos práticos, a avaliação da detecção de faltas no SD é contínua e, por esse motivo, é interessante utilizar-se exclusivamente de medições em um único ponto de modo a otimizar o processamento dos dados e, conseqüentemente, o tempo de detecção das faltas. Cabe ressaltar que a detecção e a classificação das faltas são etapas comumente negligenciadas nos trabalhos de localização de faltas em redes de distribuição, reforçando, portanto, uma contribuição desta tese.

Verifica-se ainda, pela Tabela 16, que o método desta tese incorpora, na etapa de localização das faltas, as medições de tensão obtidas por μ PMUs instalados ao longo do alimentador, caracterizando-o pela abordagem de medições esparsas, e, quando disponível, de dispositivos IF. Conforme ora discutido, a opção por μ PMUs está em concordância com os recentes trabalhos de localização de faltas publicados na literatura. Com a proliferação dos geradores distribuídos no SD, a utilização de medições fasoriais tornou-se essencial para uma melhor localização de faltas. Cabe destacar ainda que as medições de μ PMUs podem ser usadas pelo operador do SD para monitorar outros fenômenos da rede, como distorções harmônicas e desequilíbrios de tensão. No que diz respeito aos IF, eles podem auxiliar na redução da área de busca da falta, denominada nesta tese como região faltosa, aumentando a precisão da localização das faltas.

Por último, ainda analisando a Tabela 16, destaca-se que os estudos desta tese foram realizados a partir de simulações no software *Alternative Transients Program* (ATP), considerando o modelo de matriz de impedâncias (e admitâncias) para modelagem das linhas. Esses estudos consideraram todos os tipos de falta *shunt*, incluindo testes de sensibilidade com variações de resistência de falta, de potência das cargas e de potência de injeção das unidades de GD e ruídos de medições. Nota-se que a consideração desses quatro testes de sensibilidade é incomum nos trabalhos explorados e citados nesse capítulo.

METODOLOGIA PROPOSTA PARA O DIAGNÓSTICO DE FALTAS

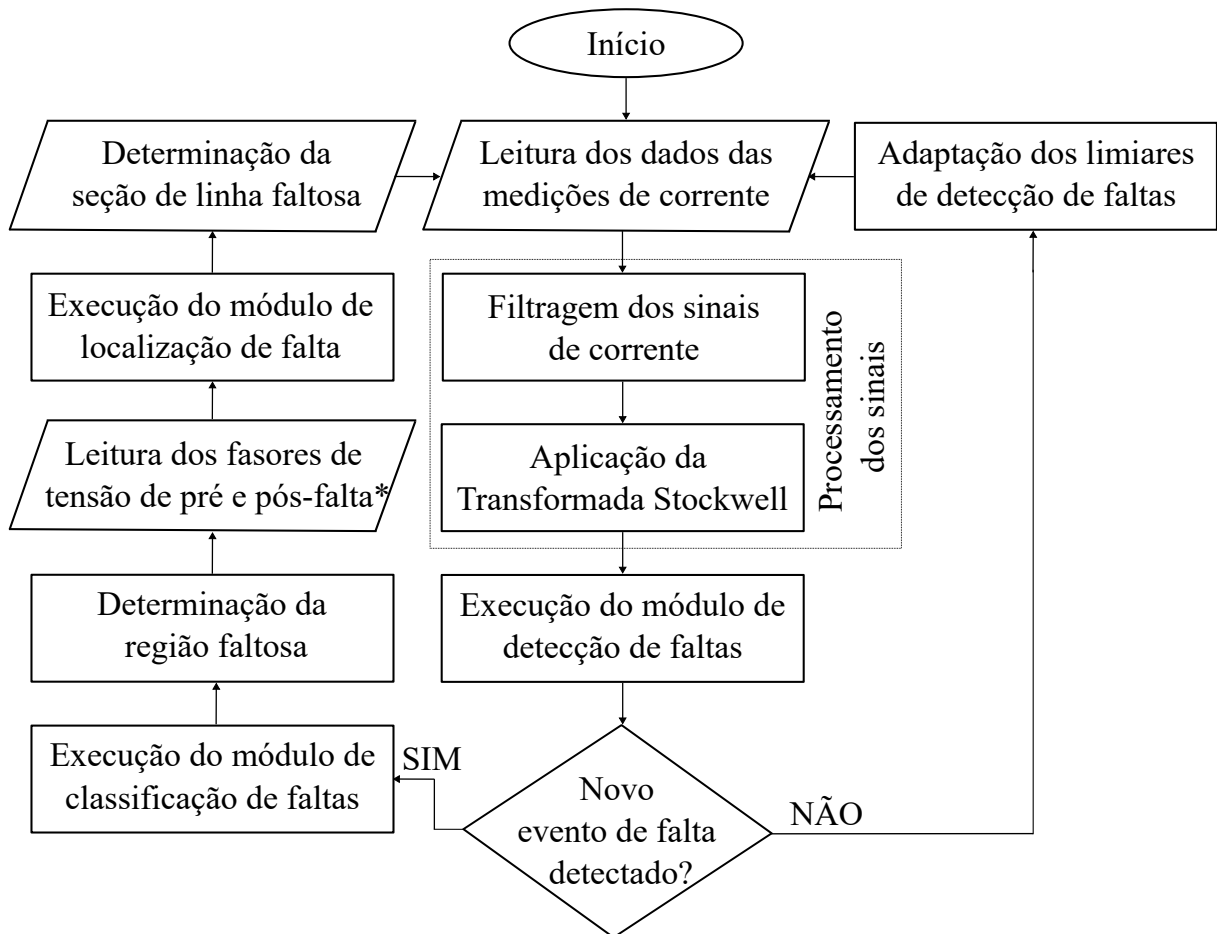
Neste capítulo, é apresentada a metodologia integrada para o diagnóstico de faltas em uma rede de distribuição ativa. Esta metodologia foi desenvolvida para um alimentador de topologia radial. Em caso de múltiplos alimentadores, ela deve ser aplicada individualmente para cada um deles.

Basicamente, a metodologia proposta possui as seguintes etapas:

- (1) Aquisição e processamentos dos dados de medições usando um filtro *Butterworth* e a TS;
- (2) Execução do módulo de detecção da falta para indicar se existe um novo evento de falta no SD;
 - (a) Se sim, executa um módulo de classificação da falta para informar o tipo de falta, a qual pode ser fase-terra (FT), fase-fase (FF), fase-fase-terra (FFT) ou trifásica (FFF);
 - (b) Se não, executa um módulo de adaptação dos limiares de energia quando um conjunto de restrições especificados na Seção 3.3 é atendido.
- (3) Localização da região faltosa com base no estado de dispositivos indicadores de falta; e
- (4) Identificação da seção de linha faltosa por meio de um algoritmo de aprendizagem bayesiana denotado por T-MSBL.

O fluxograma da Figura 1 ilustra todo processo. Os detalhes são descritos na sequência.

Figura 1 – Fluxograma geral dos processos de detecção, classificação e localização das faltas.



*Os fasores de tensão são adquiridos pelo processamento dos sinais de tensão obtidos a partir de medidores esparsos alocados no sistema de distribuição.

Fonte: Elaborada pelo autor.

3.1 Processamento dos sinais de tensão e corrente

A estrutura de processamento dos sinais de tensão e corrente (incluindo a de neutro que pode ser obtida via conexão residual) envolve: filtragem dos sinais e aplicação da TS.

3.1.1 Filtragem dos sinais

Para satisfazer a condição do teorema de amostragem, optou-se por um filtro *Butterworth* de segunda ordem com ganho unitário, cuja função de transferência no domínio de Laplace $H(s)$ e sua resposta em frequência de magnitude $H(f)$ são dadas por (3.1) e (3.2), respectivamente (TAN; JIANG, 2018). Os filtros *Butterworth* apresentam um modelo matemático simples e, por isso, são muito utilizados (WANHAMMAR, 2009). Também, esses filtros possuem um Q médio. Simplificadamente, cada filtro possui um fator de

qualidade Q associado equivalente à razão entre a frequência central de ressonância do circuito e a largura de banda. Um alto Q tende a exibir uma inclinação inicial maior do que filtros de Q baixo com o mesmo número de elementos, resultando em uma atenuação maior, contudo com ondulação na banda passante. Por sua vez, filtros com Q baixo tendem a produzir uma resposta mais plana na faixa passante, mas com menor atenuação (PHADKE, 2009). Neste caso, um Q médio significa uma atenuação inicial aceitável e apropriada para os requisitos de filtragem (analógica) da proteção digital (BOWICK *et al.*, 2007; PHADKE, 2009). Finalmente, quanto maior a ordem do filtro, maior será a sua atenuação. Entretanto, em prejuízo haverá um maior tempo de reposta. Em consonância com esses fatores, o filtro *Butterworth* de segunda ordem é recomendado para atender aos requisitos de digitalização da proteção digital (BOWICK *et al.*, 2007; PHADKE, 2009).

$$H(s) = \frac{2\pi f_c^2}{s^2 + 1,4141 \times 2\pi f_c s + 2\pi f_c^2} \quad (3.1)$$

$$H(f) = \sqrt{1 + \left(\frac{f}{f_c}\right)^4} \quad (3.2)$$

em que f_c é a frequência de corte.

3.1.2 Aplicação da Transformada de Stockwell (TS)

A TS foi proposta em Stockwell *et al.* (1996) e consiste em um método híbrido que agrega aspectos da TFTC e da TW. As aplicações de diagnóstico de faltas com a TS têm sido bem-sucedidas, mesmo em casos de medições ruidosas (SHAFIULLAH; ABIDO, 2018; SANTOS *et al.*, 2019; CHEN *et al.*, 2016; AMIRI; VAHIDI, 2020; XU *et al.*, 2021). Por meio de uma janela gaussiana com a capacidade de largura variável inversamente com a frequência, a TS provém uma excelente resolução tempo-frequência, mantendo a informação de fase associada ao tempo original (MOUKADEM *et al.*, 2014). Esse é um aspecto interessante na perspectiva de diagnóstico de faltas e que motivou o emprego dessa transformada para o processamento dos sinais de tensão e corrente na metodologia desta tese.

A TS de um sinal variante no tempo $x(t)$ é expressa por (3.3) (STOCKWELL *et al.*, 1996; MOUKADEM *et al.*, 2014).

$$S_x(\tau, f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)w(t - \tau, f)e^{-i2\pi ft} dt \quad (3.3)$$

em que τ é uma variável no tempo e f é uma variável de frequência.

A função janelada $w(t - \tau, f)$ é escolhida como uma função gaussiana definida por (3.4).

$$w(t, f) = \frac{1}{\sigma(f)\sqrt{2\pi}} e^{\frac{-t}{2\sigma f^2}} \quad \text{e} \quad \sigma(f) = \frac{1}{|f|} \quad (3.4)$$

Portanto, a TS é definida por (3.5).

$$S_x(\tau, f) = \frac{1}{|f|} \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{\frac{-(t-\tau)^2 f^2}{2}} e^{-i2\pi f t} dt \quad (3.5)$$

Considere que $x[n] = x(nT)$, $n = 0, \dots, N-1$ represente a série temporal $x(t)$, com uma janela amostral de intervalo T . Seja $f_s = 1/T$ a frequência de amostragem e f_0 o passo de frequência, $M = \frac{f_0}{f_s}$ e $m = -M/2, \dots, M/2-1$. Então, a TS discreta pode ser escrita como (3.6)

$$S[p, m] = \sum_{n=-M/2}^{M/2-1} x[n] \frac{|m|}{kM\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{m(p-n)}{Mk} \right)^2} e^{-2i\pi \frac{nm}{M}} \quad (3.6)$$

em que $p = 0, \dots, N-1$ sendo os índices de tempo.

3.2 Módulo de detecção de faltas

Na análise de sinais elétricos, o conceito de energia propicia uma maior sensibilização na detecção de distúrbios de sinais elétricos, bem como da sua duração (MOUKADEM *et al.*, 2014). Dessa forma, nesta tese, objetiva-se usar a energia dos sinais de corrente nos módulos de detecção e classificação da falta para aumentar a sensibilidade na detecção e classificação das faltas, uma vez que menores variações nesses sinais serão amplificadas no cálculo da energia.

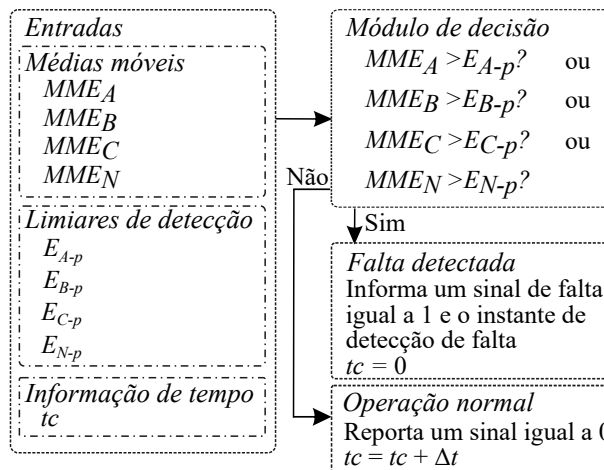
Nesse sentido, depois que os fasores de corrente são obtidos via aplicação da TS, a energia de cada fase é calculada como em 3.7. Para minimizar o impacto de entradas espúrias das medições de correntes, a Média Móvel de Energia (MME), dada pela média das últimas 6 energias obtidas, é de fato usada nos módulos ora citados. Assim sendo, a MME atua como um filtro adicional de ruídos. Em conformidade com observações de testes de simulação realizados considerando um deslizamento de janela de meio ciclo, o número de 6 energias foi determinado como apropriado para mitigar os ruídos de medições sem acarretar longos atrasos na detecção (nos testes desta tese, a maioria das faltas foram detectadas em até um ciclo de 60 Hz). Note que a atualização das medições a cada janela de meio ciclo está em consonância com os requerimentos de medidores de qualidade da energia de classe A (IEC 61000-4-30:2008, 2008).

$$E = \sum_{n=k-N+1}^k |x_1[n]|^2, \quad k \geq N \quad (3.7)$$

em que N é o número de amostras de uma janela de ciclo completa do fasor x_1 de frequência fundamental na k -ésima amostra do sinal de entrada.

Assim, a condição de falta é detectada pela comparação entre os valores de MME da fase e do neutro (MME_A , MME_B , e MME_C) com seus respectivos valores de *pickup* de detecção (E_{A-p} , E_{B-p} , e E_{C-p}), como mostrado na Figura 2. A detecção ocorre quando um ou mais valores de MME ultrapassam os seus respectivos limiares de detecção. Note que existe um contador de tempo tc que contabiliza o período sem eventos de faltas. Quando existe um evento de falta no sistema de distribuição, tc é zerado. Então, ele é inicializado novamente depois que a falta é extinguida. Na Figura 2, o incremento Δt em tc corresponde ao intervalo de tempo para aquisição de uma nova janela de dados. Conseqüentemente, tc estabelece um atraso na atualização dos limiares de detecção depois da ocorrência de uma falta. O limiar de detecção de cada fase é ajustado de acordo com a correspondente corrente de fase, seguindo os procedimentos descritos na Seção 3.4.

Figura 2 – Fluxograma do módulo de detecção de faltas



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3 Módulo de classificação de faltas

Quando um novo evento de falta é detectado, o classificador de faltas proposto avalia individualmente o envolvimento de cada fase e do neutro. Assim, logo após a detecção da falta, o classificador de faltas espera adquirir os dois próximos valores de MME (conseqüentemente, após a aquisição de mais duas janelas de dados) e calcula seus valores máximos entre as três fases, como em (3.8). Note que também é necessário preservar dois valores de MME associados aos instantes anteriores à detecção da falta (de pré-falta).

$$Emax_{(k+i)} = \max(MME_{A(k+i)}, MME_{B(k+i)}, MME_{C(k+i)}), \quad i = 0, \pm 1, \pm 2 \quad (3.8)$$

em que o índice k representa a MME do instante de detecção de falta, os índices $k - 1$ e $k - 2$ se referem às MME calculadas na situação de pré-falta e $k + 1$ e $k + 2$, às MME calculadas durante a falta.

Então, para cada fase α do sistema (α é fase A, B ou C), a indicação se ela está ou não envolvida na falta é dada quando a condição estabelecida em (3.9) for satisfeita. Essa relação considera que, na segunda janela de MME após a detecção (portanto, de índices $k + 2$), as energias das correntes iniciais de falta (dos períodos subtransitórios e transitórios) tenham sido amortecidas no cálculo da média móvel e, portanto, sejam mais adequadas para caracterizar uma fase faltosa. Além do mais, note que a relação entre $E_{max(k+1)}$ e $MME_{\alpha(k+1)}$ estabelece um fator de ponderação para $E_{\alpha-p}$. Isto porque, se a fase α sob investigação tiver o maior valor entre as fases, essa relação será igual a 1. Do contrário, ela será maior do que 1, impondo um efeito de ponderação em $E_{\alpha-p}$.

$$MME_{\alpha(k+2)} > E_{\alpha-p} \times \frac{E_{max(k+1)}}{MME_{\alpha(k+1)}} \quad (3.9)$$

Após a determinação das fases envolvidas na falta, é avaliado se há o envolvimento do terra. No âmbito da proteção de sobrecorrente do neutro, o ajuste do limiar do neutro considera, entre outros fatores, o máximo desequilíbrio de carga aceitável para um dado sistema. Também, geralmente, o limiar de neutro é expresso como uma porcentagem dos valores de *pickup* de fase. Neste caso, a sensibilidade do neutro é baixa para altos valores de resistência de falta. Uma vez que o detector de faltas proposto nesta tese usa uma estratégia similar, quando o limiar de neutro não é alcançado, um procedimento complementar é executado para os casos de faltas fase-fase. Se a diferença entre os valores de MME de neutro de índice $k = 2$ e $k = -2$, respectivamente, é maior do que 1% da diferença entre os máximos valores de MME de mesmos índices, como dado em (3.8) e (3.10), então é constatado um caso de falta FFT, caso contrário, se ela é menor, é constatado um caso de falta FF. Observe que se apenas uma fase está envolvida na falta, a falta é FT. Nesta teste, nenhuma distinção é feita entre faltas FFF e FFFT.

$$MME_{\alpha(k+2)} - MME_{\alpha(k-2)} > 1\% \left(E_{max(k+2)} - E_{max(k-2)} \right) \quad (3.10)$$

A Tabela 17 sintetiza os possíveis resultados para o classificador de faltas proposto. Observe que o tipo de falta é definido pela combinação dos resultados de cada fase, distinguindo o neutro para os casos de faltas bifásicas. Por exemplo, uma falta ABT é classificada quando (3.9) resulta em um valor verdadeiro (booleano, igual a 1) para $\alpha = A$ e $\alpha = B$ e um valor verdadeiro para (3.10).

Tabela 17 – Tabela verdade do classificador de faltas

Eq. (3.9) alpha = A	Eq. (3.9) alpha = B	Eq. (3.9) alpha = C	Eq. (3.10)	Tipo de falta
1	0	0	-	AT
0	1	0	-	BT
0	0	1	-	CT
1	1	0	0	AB
1	0	1	0	AC
0	1	1	0	BC
1	1	0	1	ABT
1	0	1	1	ACT
0	1	1	1	BCT
1	1	1	-	ABC/ACT

3.4 Adaptação dos limiares de detecção de faltas

Desde que confirmadas as condições de regime permanente (veja as restrições da Seção 3.5), a atualização dos limiares de energia de fase é habilitada. Como será mostrado nesta tese, a atualização dos limiares de energia garante maior sensibilidade na detecção de faltas. Embora, no método proposto, os limiares de energia sejam usados para detectar as faltas, por questão didática, primeiro serão definidos os limiares de corrente e, na sequência, os limiares de energia.

Inicialmente, os valores dos limiares de corrente de fase e neutro, conhecidos como “correntes de *pickup*”, foram inspirados nos critérios de ajustes do disjuntor geral de um alimentador de distribuição. A proteção de fase atribuída à função 51 é comumente ajustada para 1,5 vezes o valor da corrente nominal do alimentador, o que corresponde à capacidade do transformador em condições de emergência. Por sua vez, a proteção de neutro atribuída à função 51-N, é ajustada para até 30% do ajuste de corrente de fase (KEZUNOVIC *et al.*, 2016). Então, para o sistema proposto, considera-se que a falta é detectada quando o valor de corrente eficaz de uma fase ou neutro é maior do que o seu respectivo limiar de detecção. Ressalta-se que para o algoritmo de detecção proposto não é necessário empregar as curvas temporizadas de sobrecorrente, tal como se empregam nas funções 51 e 51-N. O motivo desta abordagem é que nesta tese não se tem interesse na proteção dos sistemas de distribuição, mas tão somente detectar, classificar e localizar as faltas.

Desse modo, tendo em mente a ideia de limiares adaptativos, para determinar os limiares de detecção das correntes de fase ($I_{\alpha-p}$), a estratégia aqui proposta considera como valor de *pickup* a demanda do alimentador I_{α} multiplicada por um fator k_{α} , como em (3.11). É importante pontuar que o limiar de neutro é mantido constante já que seu valor está mais associado com o desequilíbrio do sistema do que às variações de carga.

$$I_{\alpha-p} = k_{\alpha} \cdot I_{\alpha} \quad (3.11)$$

Os valores de k_{α} são determinados conforme as regras estabelecidas na sequência. Se a corrente de demanda é maior ou igual à corrente nominal do transformador da subestação, a corrente de *pickup* será igual a 1,5 vezes esta corrente. Caso contrário a corrente de *pickup* é ajustada para até 2 vezes a corrente de operação. Nesta situação, o fator k_{α} de (3.11) diminui linearmente conforme a corrente de operação aumenta, como dado em (3.12), na qual $I_{nominal}$ é a corrente nominal do transformador da subestação. O uso de uma curva linear para ajustar os valores de *pickup* provém simplicidade ao algoritmo de detecção. Lembre-se que o propósito de atualizar os limiares é garantir maior sensibilidade ao método de detecção diante das variações de carga-geração. Para manter k_{α} dentro dos limites superior e inferior, (3.13) é usado.

$$k_{\alpha} = -\frac{I_{\alpha}}{I_{nominal}} + 2,5 \quad (3.12)$$

$$k_{\alpha} = \max(\min(2, k_{\alpha}), 1, 5) \quad (3.13)$$

De forma similar, os novos valores de energia de *pickup* são determinados por meio da relação entre corrente eficaz e energia. Inicialmente, o cálculo da corrente eficaz demandada por cada fase I_{α} pode ser definido em termos da energia da fase α , E_{α} , como mostrado em (3.14).

$$I_{\alpha} = \sqrt{\frac{E_{\alpha}}{N}} \rightarrow E_{\alpha} = \sum_{n=1}^N i_{n\alpha}^2 \quad (3.14)$$

em que: α é a fase do sistema (A, B ou C), $i_{n\alpha}$ representa cada amostra de corrente da fase α e N é o número de amostras por ciclo.

No que concerne a energia, é possível verificar por meio de (3.14) que existe uma relação quadrática entre a energia de operação (E_{α}) e a corrente de operação (I_{α}). Portanto, os limiares de energia de detecção da falta ($E_{\alpha-p}$) pode ser expresso como em (3.15).

$$E_{\alpha-p} = k_{\alpha}^2 \cdot E_{\alpha} \quad (3.15)$$

Observe que k_{α}^2 é dado por (3.16), no qual $E_{nominal}$ é a energia equivalente para a corrente nominal do transformador da subestação. Para manter k_{α}^2 dentro dos limites superior e inferior, (3.17) é usada.

$$k_{\alpha}^2 = \left(-\sqrt{\frac{E_{\alpha}}{E_{nominal}}} + 2,5 \right)^2 \quad (3.16)$$

$$k_{\alpha}^2 = \max\left(\min\left(2^2, k_{\alpha}^2\right), 1, 5^2\right) \quad (3.17)$$

3.5 Restrições para a adaptação dos limiares de energia das fases

Conforme a Figura 1, os limiares de detecção de falta são atualizados desde que um evento de falta não seja detectado. Na verdade, as atualizações nos valores de *pickup* são bloqueadas durante quaisquer eventos transitórios, incluindo em extensão às faltas, eventos transitórios ocasionados, por exemplo, pelo chaveamento de banco de capacitores ou pela atuação de um religador na presença de um curto-circuito temporário. Essas atualizações são limitadas aos valores de *pickup* de fase; isso significa que o valor de *pickup* de neutro é fixado. Na sequência, as restrições que devem ser atendidas para atualização dos limiares de detecção são apresentadas.

3.5.1 Restrição de religamento

Esta restrição objetiva evitar atualizações dos limiares de detecção durante sequências comuns de religamento do sistema de proteção. Essas situações podem ocorrer, por exemplo, quando o conceito de preservação do fusível (do inglês, *fuse saving*) é aplicado (SHORT, 2018). Note que, se esta restrição não é usada, o detector de faltas poderia reportar um falso sinal de falta quando o religador reconectar as cargas. Então, a partir do momento que uma falta é detectada no SD e até o seu fim (caracterizado pela mudança do sinal de detecção), o contador de tempo t_c (veja Figura 2) fica zerado. Após a extinção da falta, esse contador desabilita a adaptação dos limiares por um período t_1 , que é igual ao máximo tempo de religamento somado a uma constante de segurança, prevenindo, assim, a atualização dos limiares durante transitórios de religamento.

3.5.2 Restrição durante eventos transitórios

Durante eventos transitórios de alto impacto no SD, um expressivo aumento das magnitudes das correntes de fase pode ocorrer e afetar a estratégia de atualização dos limiares de energia das fases. Por exemplo, na situação de fechamento de um elo fusível rompido, a corrente transitória pode ser bem mais alta do que a corrente de regime permanente. Então, esta restrição objetiva bloquear a atualização dos limiares durante a ocorrência desses eventos.

Para tanto, utiliza-se uma técnica clássica de normalização de dados conhecida como cálculo do *score-z* (ou *score padrão*). Tradicionalmente, essa técnica é usada em análises estatísticas quando se comparam amostras de dados, nas quais, por meio do cálculo

do escore-z, é possível detectar os dados que divergem do padrão (do inglês, *outliers*) (SHIFFLER, 1988). Desta forma, o cálculo do escore-z é introduzido para permitir a identificação de eventos transitórios.

Para cada novo valor de energia obtido, um correspondente escore-z é calculado considerando uma distribuição normal, com média zero e variância 1 ($N(0,1)$), das últimas 12 energias calculadas (inclusive a mais recente), como explicitado em (3.18). Portanto, o escore-z da última energia de cada fase indica o quanto ela está inconsistente com as 11 energias calculadas anteriormente.

$$zE_{\alpha} = \frac{E_{\alpha} - \mu_{\alpha}}{\sigma_{\alpha}} \quad (3.18)$$

em que: E_{α} é o valor de energia atual e μ_{α} e σ_{α} são os resultados da média e do desvio padrão dos 12 últimos valores de energia calculados, respectivamente.

A atualização dos limiares é, finalmente, condicionada aos valores de escore-z (das três fases) menores do que 2, o que caracteriza uma condição em que a última energia calculada de cada fase mantém valor próximo aos 11 valores de energia calculados anteriormente. Comumente, 3 ou 4 desvios padrão são suficientes para detectar *outliers* (SHIFFLER, 1988). Portanto, a utilização de 2 desvios padrão é mais conservadora. Também, considerando janelas de ciclo completo atualizadas a cada meio-ciclo, o número de 12 energias foi satisfatório para confirmar uma condição de regime permanente (dado pelo valor de escore-z menor do que 2) nos diversos testes desenvolvidos. Além disso, dada a dinâmica dos SD ativos, caracterizada pelas grandes variações do perfil de geração-carga, um número de energia maior do que 12 poderia reduzir a frequência de adaptação dos limiares e afetar a efetividade do método de detecção. Por exemplo, em condições de sombreamento de módulos de GD fotovoltaica, o acréscimo momentâneo de demanda da subestação poderia ser interpretado erroneamente como uma falta.

3.5.3 Restrição após eventos transitórios

Como uma extensão da restrição anterior, esta restrição visa impedir mudanças nos valores de *pickup* de energia logo após a ocorrência de um evento transitório (quando os valores de zE_{α} são menores do que 2). Para esse fim, requer-se ainda que o maior valor dos últimos 12 escores-z calculados dentre as 3 fases (zE_{max}) seja menor do que 2, do contrário a atualização é bloqueada. Com este procedimento, propaga-se um valor de energia associado a um evento transitório no cálculo de 23 escores-z, garantindo, assim, uma maior confiabilidade para o método de detecção (ainda considerando um deslizamento de janelas de meio ciclo).

3.5.4 Restrição de subcarga

A desconexão de cargas devido à eliminação de uma falta pode resultar em uma brusca queda de demanda da subestação. Neste caso, a estratégia de atualização dos limiares resultaria em mínimos valores para E_α e, conseqüentemente, em pequenos limiares de detecção, o que poderia resultar em detecções incorretas de falta no instante em que a conexão dessas cargas for reestabelecida. Nesse sentido, essa restrição estabelece um limiar de detecção mínimo, o qual restringe atualizações indesejadas devido a atuação da proteção. O valor de *pickup* mínimo (E_{pm}) equivale à metade da energia nominal ($E_{nominal}$) obtida a partir da corrente nominal do transformador que está no início do alimentador, como dado em (3.19).

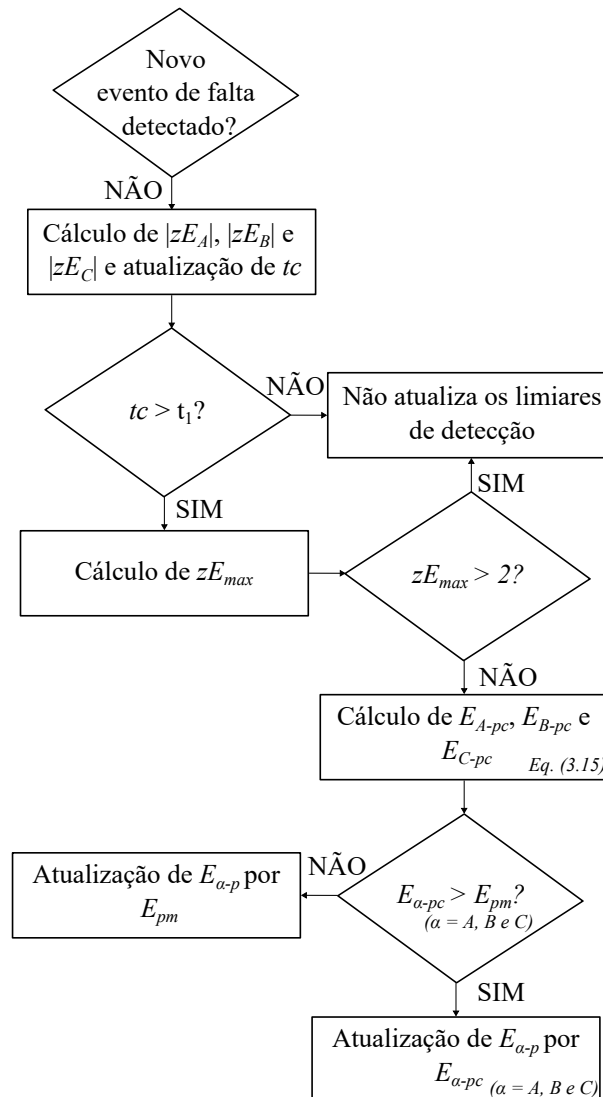
$$E_{pm} = 1,5^2 \times \frac{E_{nominal}}{2} \quad (3.19)$$

O fluxograma da Figura 3 sintetiza todo o processo de atualização dos limiares de energia. Inicialmente, a “restrição de falta” avalia se não há uma falta remanescente no sistema. Caso não tenha, os últimos valores de *escore-z* das três fases são calculados por (3.18). O contador tc que informa o período após a falta é também atualizado. Quando o seu valor é maior do que $t1$, a atualização é seguida. Lembre-se de que $t1$ representa um período igual ao máximo de tempo de religamento somado a uma constante de segurança. Na sequência, obtém-se o maior valor absoluto entre os 12 últimos zE_A , zE_B e zE_C calculados, nomeado como zE_{max} . Se este valor é menor do que 2, a “restrição após eventos transitórios” é satisfeita. Conseqüentemente, a “restrição durante eventos transitórios” também é atendida. Então, os valores candidatos de *pickup* para as três fases são calculados usando os valores de k_A , k_B e k_C determinados por (3.16) e (3.17) em (3.15). Finalmente, para cada fase *alpha* (A, B ou C), se o valor candidato de energia de *pickup* ($E_{\alpha-pc}$) é maior do que o mínimo valor de detecção E_{pm} , dado em (3.19), a sua energia de *pickup* ($E_{\alpha-p}$) é atualizada para o seu respectivo valor candidato e, caso contrário, é atualizada (ou mantida) para o valor mínimo (E_{pm}).

3.6 Determinação da região faltosa

Considerando dispositivos IF alocados na rede de distribuição, a área suspeita de falta pode ser reduzida a partir da informação de estado de falta provida por esses dispositivos. Daqui em diante, essa área reduzida será chamada região faltosa. Conforme abordado na Seção 2.2.6, os IF devem ser instalados em locais estratégicos para se alcançar determinados objetivos, como a diminuição do tempo de interrupção do fornecimento de energia elétrica, bem como dos custos associados à violação dos limites permitidos dos indicadores de

Figura 3 – Fluxograma do processo de atualização dos limiares de detecção



Fonte: Elaborada pelo autor.

continuidade. De acordo com o guia normativo [IEEE Std 1610-2016 \(2017\)](#), essa escolha deve considerar custo e confiabilidade do cliente. Entretanto, é válido destacar que, desde que esses dispositivos estejam conectados ao sistema SCADA, eles também podem auxiliar na localização de faltas temporárias, as quais podem não causar a atuação dos relés de proteção.

Posto isso, neste capítulo, introduz-se primeiramente uma abordagem simplificada para a alocação de IF que requer apenas o comprimento e a taxas de falha das linhas (na perspectiva de manutenção), bem como a potência ativa média das cargas do SD. Em seguida, é apresentado um método de identificação da região faltosa por meio de IF bidirecionais, o qual é aplicável para SD radiais com REDs conectados.

3.6.1 Alocação ótima de indicadores de falta

De modo a atender aos requisitos básicos de alocação de IF, a metodologia de alocação de IF desta tese direciona esses dispositivos para posições no SD que minimizem as zonas faltosas e reduzam os custos de interrupção. Esse último objetivo parte do pressuposto que os custos de interrupção estão associados ao consumo energético dos consumidores. Por causa disso, os IF devem estar alocados nas linhas do SD que estejam próximas aos consumidores com alta média de demanda de potência ativa. Com essa estratégia, existe uma maior probabilidade que a concessionária de energia possa restaurar o serviço desses clientes mais rapidamente, o que poderia diminuir os custos de compensação e melhorar os índices de confiabilidade do serviço, como o índice de DEC (ANEEL, 2022).

Então, assumindo que o número de IF alocados é fixo, a Função Objetivo (FO) de alocação se resume à seleção das linhas para colocação deles. Basicamente, essa função mescla dois objetivos principais: 1) minimizar o tamanho da região faltosa e 2) priorizar os consumidores com maior demanda de energia elétrica, conforme dado em (3.20).

$$\min \alpha_1 F_{CF} + \alpha_2 F_{CA} \quad (3.20)$$

em que: α_1 e α_2 são constantes de normalização de F_{CF} e F_{CA} ; F_{CF} é o fator de confiabilidade usado para restringir o tamanho da região faltosa; F_{CA} é o fator de carga que condiciona a alocação dos IF para próxima de clientes com alto valores de carga.

Cada um dos termos de (3.20) é detalhado na sequência. Note que duas “funções objetivos” estão combinadas em uma única função por meio das constantes α_1 e α_2 . Então, para dar o mesmo grau de importância para cada dos objetivos postos, essas constantes devem ser definidas de modo que os resultados dos produtos $\alpha_1 F_{CF}$ e $\alpha_2 F_{CA}$ sejam próximos.

A) Fator de confiabilidade F_{CF}

Esse fator relaciona os comprimentos da região faltosa a partir dos estados dos IF considerando faltas em todas as linhas do SD, com a aplicação de uma única falta por vez. Desta forma, ele fornece um indicativo de que um dado conjunto de IF está apropriado para reduzir o tamanho das regiões faltosas. Para cada falta, calcula-se a região faltosa a partir do estado dos IF. Por simplicidade, admite-se que as faltas nas linhas com IF alocados ocorrem a jusante deles. Na Seção 3.6.2, subsequente a esta, uma metodologia de fácil compreensão e aplicação para delimitação da região faltosa é apresentada.

Para compreender o cálculo do fator de confiabilidade, considera-se inicialmente faltas monofásicas do tipo AT em cada linha i do SD. Então, dado o subconjunto ΩSL_A , o qual contém as linhas do SD com a fase A, o valor de F_{CF} da fase A (F_{CF_A}) é dado por (3.21).

$$F_{CF_A} = \sum_{i \in \Omega SL_A} \alpha_{Linha_i} \cdot \beta_{Linha_i} \cdot \left(\frac{\text{comprimento}RF_i}{\text{comprimento}SD_A} \right) \quad (3.21)$$

em que: $\text{comprimento}RF_i$ é o tamanho da região faltosa para uma falta na linha i e $\text{comprimento}SD_A$ corresponde ao somatório do comprimento de todas as linhas de média tensão com fase A do SD; adicionalmente, α_{Linha_i} é a taxa de falha da linha i e β_{Linha_i} é um fator de ponderação que considera a probabilidade de ocorrência de cada tipo de falta nas linhas de distribuição. Se os valores de α_{Linha} e β_{Linha} não forem conhecidos pela concessionária de energia, basta adotá-los como sendo iguais a “1” para todas as linhas. Nesse caso, todas as linhas terão a mesma chance de candidatura para a alocação dos IF.

De forma semelhante ao cálculo de F_{CF_A} , F_{CF_B} e F_{CF_C} são determinados. Essas equações consideram que os IF no caminho da falta são acionados independentemente do tipo de falta. Em outras palavras, o tamanho da região faltosa de faltas multifases seria o mesmo que de faltas monofásicas. Essa aproximação é factível tendo em vista que esses dispositivos são, normalmente, alocados em linhas trifásicas e ajustados para detectar faltas monofásicas. Lembre-se de que as correntes de falta detectadas pelos IF são, geralmente, mais altas para faltas multifásicas do que para faltas monofásicas. Além disso, considerando as estatísticas de cada tipo de falta nos sistemas de potência, existe a probabilidade de 80% de uma falta ser monofásica, 15% de ela ser bifásica e 5% de ela ser trifásica (NOURELDEEN; HAMDAN, 2018). Então, β_{Linha_i} é definido como 0,8, 0,95 e 1,0 se a linha tem uma, duas ou três fases, respectivamente.

A soma de F_{CF_A} , F_{CF_B} e F_{CF_C} resulta em F_{CF} , como mostrado em (3.22). Neste caso, as soluções candidatas da alocação de IF que resultem em regiões faltosas de grande extensão terão altos valores de F_{CF} . Como o objetivo é minimizar (3.20), essas soluções não serão adequadas.

$$F_{CF} = F_{CF_A} + F_{CF_B} + F_{CF_C} \quad (3.22)$$

B) Fator de carga F_{CA}

Este fator explora uma relação entre a posição dos IF no SD e a presença de grandes consumidores na proximidade deles. Neste caso, quando esse fator exprime um grande valor, é um indicativo de que a avaliação da condição de falta por meio do estado dos IF será facilitada nas regiões que contém esses grandes consumidores. Dado um conjunto $\Omega IF = \{IF_1, IF_2, \dots, IF_i, \dots, IF_n\}$, em que n é a quantidade de IF para uma solução candidata, F_{CA} é calculado baseando-se na parcela de carga distribuída e pela parcela de carga concentrada nas linhas com IF ou na proximidade dela. Entende-se carga distribuída como sendo uma distribuição uniforme de cargas ao longo de uma seção de linha e carga concentrada como sendo a carga em único ponto, que é uma das extremidades da linha.

Matematicamente, essas parcelas estão contidas no fator de carga distribuída fcd e no fator de carga concentrada fcc , conforme dado em (3.23).

$$F_{CA} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n (fcd_i + fcc_i)} \quad (3.23)$$

em que: i é o índice de cada linha do SD que contém um IF.

Primeiro, no cálculo de fcd_i , são consideradas a soma da potência ativa das cargas distribuídas que estão na linha i e nas m linhas adjacentes a ela normalizadas pelo total de cargas distribuídas do SD. Segundo, no cálculo de fcc_i são consideradas as cargas concentradas que estão nas extremidades da linha i . Esses fatores estão expressos em (3.24) e (3.25).

$$fcd_i = \frac{CargaDist_{Linha_i}}{CargaDist_{Total}} + \sum_{j=1}^m \frac{CargaDist_{LinhaAdjac_{j,i}}}{CargaDist_{Total}}, \quad (3.24)$$

$$fcc_i = \frac{CargaConc_{noA_{Linha_i}}}{CargaConc_{Total}} + \frac{CargaConc_{noB_{Linha_i}}}{CargaConc_{Total}} \quad (3.25)$$

em que: $CargaDist_{Linha_i}$ é a soma das cargas distribuídas na linha i , $CargaDist_{LinhaAdjac_{j,i}}$ é a soma das cargas distribuídas nas linhas adjacentes à linha i , $fcd_i = CargaConc_{noA_{Linha_i}}$ e $fcd_i = CargaConc_{noB_{Linha_i}}$ são as soma das cargas concentradas nas extremidades A e B da linha i e $CargaDist_{Total}$ e $CargaConc_{Total}$ são, na ordem, o total de cargas distribuídas e de cargas concentradas no SD.

Observe que, quanto maior for a densidade de cargas distribuídas e concentradas associadas à linha i (com IF), maiores serão os valores de fcd_i e fcc_i (veja (3.24) e (3.25)) e, conseqüentemente, menor será o valor de F_{CA} (veja (3.21)). Portanto, as soluções candidatas com esse perfil terão preferência para a alocação dos IF, conforme determinado por (3.20).

C) Abordagem de solução

Em primeiro lugar, como já indicado, a quantidade de IF precisa ser especificada. Na prática, as concessionárias de energia deveriam determiná-la com base em seu orçamento para investimento em melhorias dos índices de confiabilidade e também em redução dos custos associados com a interrupção do fornecimento de energia para os consumidores. Uma metodologia mais detalhada para especificação dessa quantidade é uma das propostas de continuidade desta tese. Naturalmente, um alto número de IF pode ser mais vantajoso do ponto de vista de restauração do sistema. Uma vez fixado o número de IF, diferentes arranjos de alocação de IF podem ser formados. Nesse sentido, esses arranjos são as soluções candidatas do problema de otimização expresso em (3.20).

Então, para solucionar este problema de otimização de um único objetivo, algoritmos conhecidos determinísticos (p. ex., *Branch and Bound* (BB)) e randômicos (p. ex., AG) podem ser usados. Nesta tese, o AG foi escolhido porque ele é popular e simples de ser implementado. Além do mais, ele é eficiente na solução de problemas codificados com domínio binário, como é o caso do problema de otimização aqui formulado. Neste caso, um vetor de alocação VA determina os possíveis locais para alocação dos IF. VA é um vetor binário e cada elemento dele representa a presença ou ausência de IF nas linhas de distribuição.

Para a aplicação do AG (binário), em adição aos fatores de confiabilidade e de carga, duas funções de penalidade são acrescentadas em (3.20). Uma primeira, FP_1 , é dada por (3.26) e condiciona o processo evolutivo de solução do AG para o número escolhido de IF. Note que quando o número de IF de uma solução candidata for igual ao número escolhido, FP_1 terá valor nulo. Por sua vez, uma segunda função de penalidade, FP_2 , é igual ao total de IF em linhas adjacentes. Se existir nenhum, FP_2 é nulo. Assim sendo, essa última penalidade objetiva evitar a alocação de IF em linhas adjacentes.

$$FP_1 = \min(n_{f_{IF}}, (n_{IF} - n_{f_{IF}})^2) \quad (3.26)$$

em que $n_{f_{IF}}$ é o número fixado (escolhido) de IF e n_{IF} é o número de IF da solução candidata (resultante dos processos evolutivos através da combinação e mutação).

Em suma, a FO de (3.20), é expandida para (3.27).

$$\min \alpha_1 F_{CF} + \alpha_2 F_{CA} + FP_1 + FP_2 \quad (3.27)$$

3.6.2 Metodologia de identificação da região faltosa

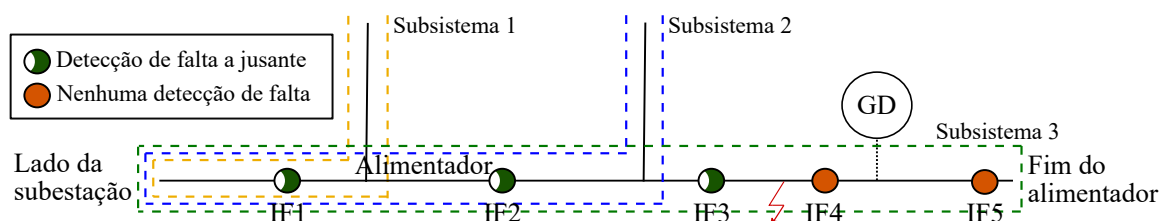
Essa metodologia usa um procedimento de particionamento do SD em subsistemas similar ao do método de localização de faltas de [Buzo et al. \(2021\)](#). Cada subsistema é formado entre o nó da subestação e um nó terminal (nó final do alimentador principal ou nó final de ramificação). Portanto, o número de subsistemas é igual ao número de nós terminais. Nesse sentido, para cada subsistema, considerando a informação do tipo de falta e do estado de falta provido pelos IF, é possível delimitar as linhas (ou seções de linhas) que podem fazer parte da região faltosa. A região faltosa é formada pela composição das regiões delimitadas por cada subsistema. Entretanto, alguns subsistemas podem ficar de fora desse processo de unificação. Note que pode haver sobreposição de linhas na composição dos subsistemas.

Considerando a inclusão da GD nos SD, os IF devem ser direcionais, isto é, unidirecionais ou bidirecionais. Neste caso, considerando, primeiro, IF unidirecionais detectando faltas a jusante (admitindo-se a direção do fluxo de potência como sendo aquela que flui a partir da

subestação), os subsistemas que não contiverem um IF ativo devem ser excluídos da região faltosa. Por outro lado, se IF bidirecionais forem usados, deve-se atentar para a direção do fluxo antes de decidir pela exclusão de determinado subsistema. Basicamente, se um IF for acionado para faltas a montante, ele não é considerado no processo de exclusão dos subsistemas. Observe que esse procedimento supõe que sempre existe a contribuição da subestação para a falta. De um modo geral, pela metodologia proposta não há vantagens em se usar IF bidirecionais ao invés de unidirecionais.

Para exemplificar a metodologia de identificação da região faltosa, considere uma falta entre IF3 e IF4 no SD simplificado da Figura 4. Suponha que, como consequência dessa falta, o relé de sobrecorrente da subestação atue desenergizando todo o sistema. Por consequência, não seria possível determinar a região faltosa pelas áreas sem energia. Este é um caso clássico em que os IF justificam sua importância.

Figura 4 – Sistema de distribuição simplificado



Fonte: Elaborada pelo autor.

Pela Figura 4, note que esse SD contém 5 IF unidirecionais e pode ser dividido em 3 subsistemas, delimitados pelas linhas tracejadas. Para a falta em análise, os dispositivos IF1, IF2 e IF3 são acionados e, portanto, analisados no processo de exclusão dos subsistemas. Consequentemente, uma vez que o IF3 é acionado, os outros dois subsistemas constituídos por ramais laterais são automaticamente excluídos da região faltosa. Resta, então, analisar a região de falta delimitada pela análise do subsistema 3. Basicamente, como o IF3 é acionado e o IF4 não, a região faltosa é determinada ser entre o IF3 e o IF4. Logo, o comprimento da região faltosa corresponde ao comprimento da seção de linha entre esses dois IF. Como já foi dito, se IF bidirecionais fossem usados, o resultado seria o mesmo já que o IF3 continuaria sendo acionado para uma falta a jusante enquanto que o IF4 seria acionado para uma falta a montante. Lembre-se que, para aplicação da metodologia, observa-se apenas os IF que são acionados para faltas a jusante, mantendo em mente o fluxo de potência a partir da subestação. Em contrapartida, se IF não-direcionais fossem usados, devido a presença da GD, o IF4 estaria acionado. Neste caso, a região faltosa seria erroneamente definida como sendo entre IF4 e IF5.

3.7 Módulo de localização de faltas

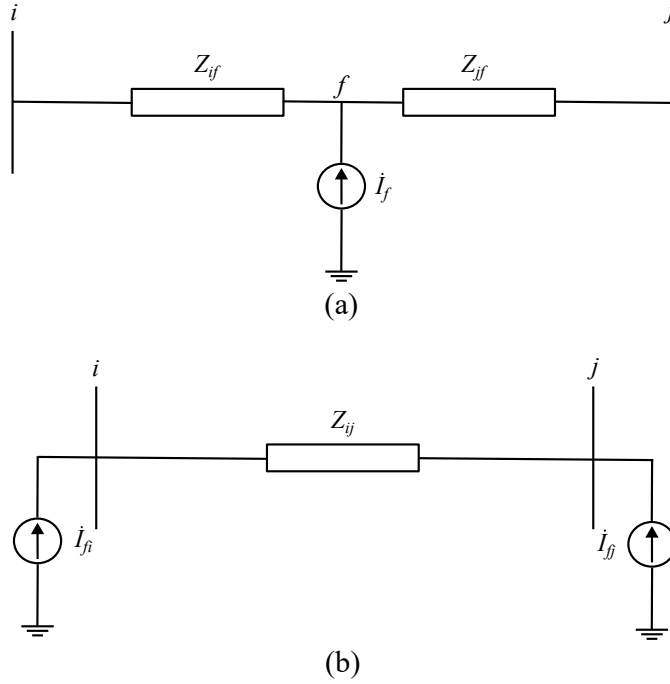
Conforme o fluxograma da Figura 1, o módulo de localização da falta consiste em determinar qual é a seção de linha faltosa. Para essa finalidade, ele se baseia nos dados de medições fasoriais trifásicas de tensão de pré-falta e pós-falta (para esta tese, tensão de pós-falta refere-se àquela obtida após o instante de detecção da falta) e na informação das fases faltosas providas pelo classificador de faltas. O problema de localização segue a formulação matemática apresentada por [Jiang et al. \(2021\)](#) que considera que os desvios de tensão, dados pelas diferenças de tensões de pós-falta e pré-falta, são resultantes das “injeções de corrente” de falta. Essa formulação foi escolhida porque o equacionamento matemático desenvolvido a partir dos desvios de tensão, da matriz de admitâncias do SD e das contribuições de corrente das unidades de GD para a falta está muito bem definido de modo que o problema de localização de faltas se resume na estimação de um vetor de corrente esparsa, cujas posições não nulas estão associadas ao local da falta. Nesta tese, utiliza-se, para resolver esse problema, um algoritmo de *compressive sensing* denominado T-MSBL, cujo o nome enfatiza que o algoritmo é uma extensão temporal de resposta múltipla da aprendizagem bayesiana esparsa, em inglês, *Sparse Bayesian Learning* (SBL)). Cabe pontuar que, se a região faltosa é conhecida, a busca da seção de linha faltosa é restringida para dentro da região faltosa. Na sequência, detalha-se o método de localização. O algoritmo T-MSBL está explicado no Apêndice A.

Em primeiro lugar, a partir da informação do instante de detecção de falta, consideram-se os dados de medições de tensão obtidos a partir de μ PMUs instalados na rede de distribuição. Devido aos atrasos na detecção da falta ocasionados, especialmente, pelo cálculo da MME, considera-se como tensão de pré-falta aquela calculada pela aplicação da TS para a quinta janela de dados anterior ao instante de detecção da falta. Ao mesmo tempo, para minimizar o efeito da corrente sub-transitória de falta, considera-se como tensão de pós-falta aquela obtida para a segunda janela após o instante de detecção de falta. Então, os desvios de tensão medidos são dados pela diferença dos fasores de tensão de pós-falta e pré-falta. Ressalta-se que, similarmente aos sinais de correntes, previamente à aplicação da TS, os sinais de tensão são filtrados por um filtro Butterworth de segunda ordem.

Como mostrado na Figura 5, a formulação proposta por [Jiang et al. \(2021\)](#) assume que o efeito da corrente de falta I_f num ponto de falta f nos afundamentos de tensão é equivalente à injeção de corrente nas extremidades da linha faltosa. Na Figura 5-b, I_{fi} é igual a $(1 - \alpha)I_f$ e I_{fj} é igual a αI_f . Desta forma, a razão entre I_{fi} e I_{fj} pode refletir o local da falta.

Assim sendo, desde que os dados de tensão de pré-falta e pós-falta sejam conhecidos, os desvios de tensão podem, portanto, ser calculados ($\Delta\dot{U} = \dot{U}^{pos} - \dot{U}^{pre}$). Então, a partir da matriz de admitâncias nodal pré-falta \bar{Y} ($\bar{Y} = \bar{Z}^{-1}$, em que \bar{Z} é a matriz de impedâncias

Figura 5 – Corrente de falta em uma linha ij representada por: (a) uma fonte de corrente no ponto de falta f e (b) pelo equivalente de duas fontes de corrente nas extremidades i e j .



Fonte: Jiang *et al.* (2021).

nodal do SD), é possível obter o vetor de corrente de faltas, como dado em (3.28).

$$\dot{\mathbf{I}}_f = \bar{\mathbf{Y}} \Delta \dot{\mathbf{U}} \quad (3.28)$$

Expandindo os vetores de corrente e tensão de (3.28), tem-se:

$$\dot{\mathbf{I}}_f = [0, \dots, (1-\alpha)\dot{I}_f, \dots, \alpha\dot{I}_f, \dots, 0]^T; \text{ e}$$

$$\Delta \dot{\mathbf{U}} = [\Delta \dot{U}_1, \dots, \Delta \dot{U}_N]^T, \text{ em que } N \text{ é o número de nós.}$$

O cálculo de $\dot{\mathbf{I}}_f$ em (3.28) admite que as variações de corrente são, exclusivamente, devido às correntes de falta. Neste caso, as variações de cargas entre as janelas de pré-falta e pós-falta são desconsideradas. Uma vez que o intervalo entre essas janelas é pequeno, tais variações de carga são pouco impactantes. Por outro lado, em redes de distribuição ativas, a contribuição das unidades geradoras distribuídas para a falta pode ser significativa. Portanto, considerando que as correntes de saída das unidades geradoras de pré-falta e pós-falta são denotadas por $\dot{\mathbf{I}}_s^{pre}$ e $\dot{\mathbf{I}}_s^{pos}$, (3.28) é corrigida por (3.29), em que $\Delta \dot{\mathbf{I}}_s = \dot{\mathbf{I}}_s^{pos} - \dot{\mathbf{I}}_s^{pre}$.

$$\dot{\mathbf{I}}_f = \bar{\mathbf{Y}} \Delta \dot{\mathbf{U}} - \Delta \dot{\mathbf{I}}_s \quad (3.29)$$

Uma vez que o vetor de corrente de injeção de falta é obtido, o local da falta α (na linha faltosa i) é dado por (3.30).

$$\alpha = \frac{I_{fi}}{I_{fi} + I_{fj}} \quad (3.30)$$

As equações anteriores são facilmente solucionáveis se as tensões de todos os nós são conhecidas. Porém, na prática, devido ao grande número de ramos e derivações nas redes de distribuição ativas é inviável instalar μ PMU em todos os nós (JIANG *et al.*, 2021). Então, considerando que M dos N nós contém medições, os nós com medição são denotados pelo subscrito m e o restante pelo subscrito u , (3.29) é desdobrada como (3.31).

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{I}}_{fu} \\ \dot{\mathbf{I}}_{fm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{Y}}_{uu} & \bar{\mathbf{Y}}_{um} \\ \bar{\mathbf{Y}}_{mu} & \bar{\mathbf{Y}}_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \dot{\mathbf{U}}_u \\ \Delta \dot{\mathbf{U}}_m \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta \dot{\mathbf{I}}_{su} \\ \Delta \dot{\mathbf{I}}_{sm} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Expandindo (3.31), tem-se as equações exibidas em (3.32) e (3.33).

$$\dot{\mathbf{I}}_{fu} + \Delta \dot{\mathbf{I}}_{su} = \bar{\mathbf{Y}}_{uu} \Delta \dot{\mathbf{U}}_u + \bar{\mathbf{Y}}_{um} \Delta \dot{\mathbf{U}}_m \quad (3.32)$$

$$\dot{\mathbf{I}}_{fm} + \Delta \dot{\mathbf{I}}_{sm} = \bar{\mathbf{Y}}_{mu} \Delta \dot{\mathbf{U}}_u + \bar{\mathbf{Y}}_{mm} \Delta \dot{\mathbf{U}}_m \quad (3.33)$$

Reescrevendo (3.32), obtém-se (3.34).

$$\bar{\mathbf{Y}}_{uu} \Delta \dot{\mathbf{U}}_u = \dot{\mathbf{I}}_{fu} + \Delta \dot{\mathbf{I}}_{su} - \bar{\mathbf{Y}}_{um} \Delta \dot{\mathbf{U}}_m \quad (3.34)$$

Multiplicando ambos os lados de (3.34) por $\bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1}$, obtém-se $\Delta \dot{\mathbf{U}}_u$ em (3.35).

$$\Delta \dot{\mathbf{U}}_u = \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \dot{\mathbf{I}}_{fu} + \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \Delta \dot{\mathbf{I}}_{su} - \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \bar{\mathbf{Y}}_{um} \Delta \dot{\mathbf{U}}_m \quad (3.35)$$

Utilizando (3.35), $\Delta \dot{\mathbf{U}}_u$ pode ser substituído em (3.32), resultando em (3.36).

$$\dot{\mathbf{I}}_{fm} + \Delta \dot{\mathbf{I}}_{sm} = \bar{\mathbf{Y}}_{mu} \left[\bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \dot{\mathbf{I}}_{fu} + \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \Delta \dot{\mathbf{I}}_{su} - \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \bar{\mathbf{Y}}_{um} \Delta \dot{\mathbf{U}}_m \right] + \bar{\mathbf{Y}}_{mm} \Delta \dot{\mathbf{U}}_m \quad (3.36)$$

Em (3.36), $\Delta \dot{\mathbf{U}}_u$ foi eliminado por redução de Kron. Essa equação reorganizada é exibida em (3.37).

$$-\bar{\mathbf{Y}}_{mu} \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \Delta \dot{\mathbf{I}}_{su} + \Delta \dot{\mathbf{I}}_{sm} - \left(\bar{\mathbf{Y}}_{mm} - \bar{\mathbf{Y}}_{mu} \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \bar{\mathbf{Y}}_{um} \right) \Delta \dot{\mathbf{U}}_m = \bar{\mathbf{Y}}_{mu} \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \dot{\mathbf{I}}_{fu} - \dot{\mathbf{I}}_{fm} \quad (3.37)$$

Se $\mathbf{y} = -\bar{\mathbf{Y}}_{mu} \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \Delta \dot{\mathbf{I}}_{su} + \Delta \dot{\mathbf{I}}_{sm} - \left(\bar{\mathbf{Y}}_{mm} - \bar{\mathbf{Y}}_{mu} \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} \bar{\mathbf{Y}}_{um} \right) \Delta \dot{\mathbf{U}}_m$, $\Phi = \bar{\mathbf{Y}}_{mu} \bar{\mathbf{Y}}_{uu}^{-1} - \mathbf{I}$ e $\mathbf{x} = \left[\dot{\mathbf{I}}_{fu}^T \dot{\mathbf{I}}_{fm}^T \right]^T$, então (3.37) pode ser expresso como (3.38)

$$\mathbf{y} = \boldsymbol{\phi} \mathbf{x} \quad (3.38)$$

Ainda seguindo a formulação de Jiang *et al.* (2021), a equação em (3.37) é, finalmente, modificada para separar as partes reais e imaginárias de \mathbf{y} , $\boldsymbol{\phi}$ e \mathbf{x} , como em (3.39).

$$\tilde{\mathbf{y}} = \tilde{\boldsymbol{\phi}} \tilde{\mathbf{x}} \quad (3.39)$$

em que: $\tilde{\mathbf{y}} = \begin{bmatrix} \text{Re}(\mathbf{y}) \\ \text{Im}(\mathbf{y}) \end{bmatrix} \in \mathbf{R}^{2M \times 1}$; $\tilde{\mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \text{Re}(\mathbf{x}) \\ \text{Im}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} \in \mathbf{R}^{2N \times 1}$; e $\tilde{\boldsymbol{\phi}} = \begin{bmatrix} \text{Re}(\boldsymbol{\phi}) & -\text{Im}(\boldsymbol{\phi}) \\ \text{Im}(\boldsymbol{\phi}) & \text{Re}(\boldsymbol{\phi}) \end{bmatrix} \in \mathbf{R}^{2M \times 2N}$.

Finalmente, o modelo matemático de (3.39) é expandido para considerar a topologia trifásica do SD, como dado em (3.40). Nessa equação, $\mathbf{z}_{abc} = [\mathbf{z}_{1abc}, \dots, \mathbf{z}_{Nabc}]$, em que N é o número de nós, é o vetor esparsa a ser estimado. Cabe ressaltar que os elementos desse vetor (e, por consequência, de $\boldsymbol{\Omega}_{abc}$) estão reordenados de modo a agrupar as partes reais e imaginárias das correntes de cada nó i , isto é, $z_{iabc} = [\text{Re}(\dot{I}_{fia}), \text{Re}(\dot{I}_{fib}), \text{Re}(\dot{I}_{fic}), \text{Im}(\dot{I}_{fia}), \text{Im}(\dot{I}_{fib}), \text{Im}(\dot{I}_{fic})]^T$, em que \dot{I}_{fia} , \dot{I}_{fib} e \dot{I}_{fic} representam, na ordem, as correntes de injeção de falta nas fases A, B e C do nó i .

$$\tilde{\mathbf{y}}_{abc} = \boldsymbol{\Omega}_{abc} \mathbf{z}_{abc} \quad (3.40)$$

De acordo com a formulação posta em (3.40), idealmente apenas dois blocos (nós) de \mathbf{z} (contendo ambas as partes reais e imaginárias) têm valores não-nulos, os quais correspondem a ambos os lados da linha faltosa. Porém, na realidade, embora, de fato, o vetor \mathbf{z} seja esparsa, ele contém mais do que 2 blocos não-nulos, de modo que, seguindo a estratégia de Jiang *et al.* (2021), o nó correspondente ao maior valor de corrente de sequência positiva deve ser identificado como o nó mais próximo ao ponto de falta. Em seguida, verificam-se as linhas adjacentes a este nó de modo a buscar qual é o próximo nó com maior valor de corrente. Então, a linha entre esses dois nós é considerada como sendo a linha faltosa.

Como contribuições, objetivando melhores resultados de localização da falta, nesta tese, foram propostas outras modificações na proposição original:

- 1) De acordo com a informação do tipo de falta provida do método de classificação de faltas, após a estimação do vetor de correntes de falta (via algoritmo de T-MSBL), a busca do nó com maior valor de corrente é restrita a nós que contêm a fase faltosa. Essa restrição é importante para ratificar resultados incorretos provenientes do T-MSBL. Veja que as linhas monofásicas estão incluídas na matriz de admitâncias considerando o seu modelo trifásico e, por isso, uma corrente de injeção de falta em uma fase não-existente, embora não-factível, poderia ser solucionável matematicamente e, conseqüentemente, incorrer em uma solução

incorreta do problema de localização de faltas. É importante destacar que esse sistema de equações é parcialmente observável e, portanto, pode admitir mais do que uma única solução matemática.

- 2) Da mesma forma que o vetor de corrente esparso contém mais do que 2 blocos (nós) de z não-nulos, as correntes de falta para faltas bifásicas e trifásicas podem conter valores diferentes para cada fase faltosa. Para contornar essa situação, em [Jiang *et al.* \(2021\)](#), considera-se a sequência positiva do vetor de correntes de falta para estimar o local exato da falta. Nesta tese, esta estratégia foi utilizada apenas para esses tipos de faltas. Para faltas monofásicas, como apenas a fase faltosa é analisada, as próprias “correntes de falta” estimadas para a fase faltosa (via algoritmo T-MSBL) são consideradas. Essa decisão se baseia no fato de que faltas monofásicas são mais frequentes e nos testes prévios a precisão da localização da falta foi melhor do que quando se utilizou as correntes de sequência positiva.
- 3) Finalmente, desde que a região faltosa seja conhecida, a busca da linha faltosa a partir do vetor de correntes deve ser restrita às linhas que estão dentro da região de falta. Essa estratégia, além de aumentar a confiabilidade do localizador de faltas em pauta, também propicia um ganho considerável em termos de exatidão na identificação da linha faltosa.

SIMULAÇÕES E ANÁLISES DE RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados dos testes de detecção, classificação e localização de faltas desenvolvidos a partir do sistema teste do IEEE de 34 nós ([IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2014](#)). Este sistema foi modelado no *software* ATP. Uma breve descrição desse software é feita na sequência. Para implementar a metodologia proposta no capítulo anterior, o *software* MATLAB[®] foi utilizado. Os detalhes das simulações e discussões dos resultados estão subsequentes a descrição do software de simulação.

4.1 Descrição do software Alternative Transients Program (ATP)

O ATP é um popular *software* usado para simulações de transitórios eletromagnéticos e de natureza eletromecânica em sistemas de potência polifásicos. Uma de suas vantagens é a possibilidade de uma licença gratuita, exigindo apenas que o usuário concorde com os termos da licença. Algumas de suas aplicações são: transitórios de chaveamentos de capacitores, reatores, transformadores e linhas, faltas e inclusão de relés de proteção. O ATP foi embasado no *Electromagnetic Transients Program* (EMTP), originalmente proposto em [Dommel \(1969\)](#).

A maneira mais simples de usar o ATP consiste em criar um modelo do sistema elétrico no editor gráfico, como o ATPDraw ([HOIDALEN, versão 6.3](#)). Após a execução da simulação com o modelo gerado, origina-se um cartão de saída e dois arquivos de saída, um com os registros da simulação realizada e outro que contém os resultados em forma gráfica. Desse modo, a automação de simulações pode ser realizada com base no cartão de saída, sendo feitas as modificações apenas nas posições desejadas, por exemplo, trocando a barra onde é inserido um modelo de falta.

Além dos diversos componentes típicos do SEP, como fontes, elementos passivos, chaves, máquinas, linhas e cabos, existe a rotina em linguagem de programação FORTRAN denominada *Transient Analysis of Control Systems* (TACS). A partir de sinais de tensão, corrente e estado das chaves do sistema elétrico como entrada da TACS é possível a utilização de diversos dispositivos, funções de transferência e operadores lógicos e matemáticos para realizar o controle, enviando valores de referência de tensão, comando de abertura ou fechamento de chaves ou valores de resistência variáveis para a rede (PRIKLER; HOIDALEN, 2009).

Também, existe a sub-rotina MODELS, programada tanto em linguagem C quanto em FORTRAN, a qual permite ao usuário o desenvolvimento e inclusão de novos componentes no ATP, incluindo componentes da TACS, desenvolvimento de funções de análise matemática ou de controle. Os nós elétricos e da TACS podem ser conectados diretamente à entrada dos componentes da MODELS (PRIKLER; HOIDALEN, 2009).

Para fins de estudos envolvendo eventos transitórios como faltas, o *software* ATP é muito recomendado e usado por grande parte da academia e indústria de energia elétrica. Particularmente, para esta tese, as funcionalidades da TACS e dos componentes da MODELS viabilizaram a criação de um ambiente dinâmico para as simulações, permitindo em uma única simulação a conexão e desconexão de cargas, bem como variações nos níveis de penetração da GD.

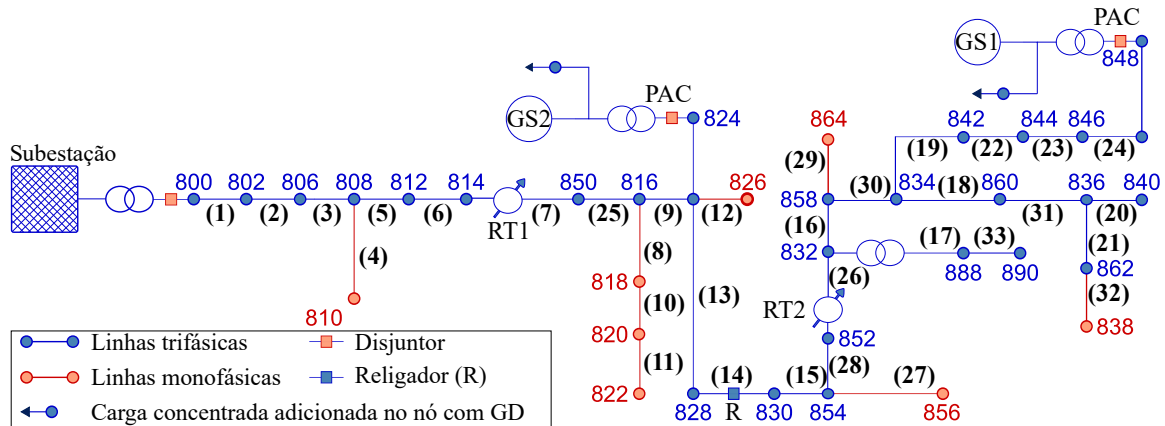
4.2 Descrição do sistema teste e das simulações realizadas

Inserido no contexto de redes de distribuição ativas, neste trabalho, adotou-se o sistema do IEEE de 34 nós (IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2014), modificado para considerar a presença da GD, conforme mostra a Figura 6. Note que as seções de linha desse sistema estão enumeradas entre parênteses. Para simplificar a descrição dos casos, daqui em diante, essas seções de linhas são referidas apenas como linhas.

O sistema original, criado em 1992, não conta com GD e corresponde a um alimentador de média tensão (24,9 kV), localizado no estado do Arizona, Estados Unidos. Ele é caracterizado por ser um alimentador longo e com baixo carregamento, com ramais laterais monofásicos e trifásicos, possui cargas desequilibradas, capacitores *shunt* e um transformador abaixador em 4,16 kV para um ramal curto. Os dados desse sistema estão disponibilizados em IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group (2014). Da topologia original, foram adicionados dois geradores distribuídos síncronos (GS1 e GS2) conectados no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) dos nós 824 e 848 e cargas concentradas nesses mesmos nós. A escolha desses nós está de acordo com o trabalho de Motter (2019).

Todas as cargas (novas e existentes) foram modeladas como do tipo impedância constante.

Figura 6 – Sistema IEEE 34 nós modificado com a inserção de dois geradores distribuídos síncronos.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os dois Reguladores de Tensão (RT) foram modelados como autotransformadores, com impedância desprezível. A relação de transformação entre primário e secundário para as fases A, B e C foram determinadas em 0,93, 0,97 e 0,97 e 0,92, 0,93 e 0,93, na ordem, para RT1 e RT2. O transformador da subestação de 2500 kVA, 69 kV/24,9 kV, foi modelado com acoplamento delta-estrela com neutro solidamente aterrado e resistência e reatância percentual iguais a 1% e 8%, respectivamente, desconsiderando a saturação do núcleo. O transformador abaixador para o ramal curto, dos nós 888 e 890, de 500 kVA e 24,9 kV/4,16 kV, foi modelado com acoplamento estrela-estrela e resistência e reatância percentual iguais a 1.90% e 4.08%, respectivamente. Em ambos os transformadores, as conexões em estrela estão aterradas.

Uma chave temporizada foi desenvolvida e inserida entre os nós 828 e 830 e configurada para atuar como religador. Desde já, adianta-se que esta chave é tão somente usada para ilustrar um caso de restrição de religamento do método de detecção de faltas proposto. Conseqüentemente, este religador poderia ter sido alocado em qualquer outra linha do sistema. Esse mesmo modelo de chave também foi usado em cada carga e capacitor do sistema, de modo a prover uma condição de operação do SD com diferentes carregamentos gerados pela entrada e saída dinâmica das cargas. As chaves temporizadas foram programadas como normalmente fechadas, sendo que a mudança de estados delas é feita por meio de intervalos de tempo estabelecidos em um arquivo de texto. Assim, dentro do tempo total de simulação, a cada instante determinado, a chave atualiza o seu estado operacional. A leitura do arquivo de texto com os intervalos de tempo das chaves e a programação do estado delas foi realizada por meio da sub-rotina MODELS e uma chave da TACS utilizada para fazer a conexão ou desconexão da carga ou porção do sistema.

Buscando avaliar o impacto da GD, foram inseridos dois GS. A definição do local, potência e parametrização dos GS, bem como, das novas cargas inseridas com esses, e

respectivos transformadores de conexão, foram extraídos de [Motter \(2019\)](#). O GS1, de 1112 kVA é conectado à barra 848 por meio de um transformador de 1500 kVA, 0,48 kV/24,9 kV e acoplamento estrela-estrela. Nesta mesma barra, uma carga concentrada de 556 kW e fator de potência indutivo de 0,95 foi conectada por meio de um transformador de 750 kVA, 24,9kV/0,48 kV e acoplamento delta-estrela. Por meio de um transformador de 300 kVA, 0,22KV/24,9 kV, estrela-delta, o GS2 de 250 kVA, junto com uma carga de 125 kW e fator de potência indutivo de 0,95, foram conectados à barra 824. Esses três transformadores possuem resistência e reatância percentual igual a 1,5% e 6%, respectivamente. Cabe ressaltar, porém, que a metodologia é geral e, portanto, resultados semelhantes deveriam ser encontrados caso outros nós para conexão dos doisGS tivessem sido escolhidos.

Ambos os GS foram simulados na condição de injeção constante de potência ativa e reativa, ajustados para fornecer inicialmente 1 e 0,1 pu de potência ativa e reativa, mantendo o fator de potência próximo a 1, o qual foi realizado utilizando-se do modelo de regulador de tensão e de velocidade desenvolvido em [Menezes \(2019\)](#). Os dados desses GS, bem como os diagramas dos controles envolvidos, são detalhados no Apêndice B. Em algumas simulações, o valor de potência ativa de referência foi alterado ao longo da simulação, de modo a gerar situações com variação de injeção de potência ativa das unidades de GD. Nestes casos, o valor de potência reativa foi ajustado para manter a proporção de um décimo do valor da potência ativa de referência.

Para avaliação dos curtos-circuitos, foi desenvolvido um programa em MATLAB[®] para automatizar a execução das simulações no software ATP. Nessas simulações estão incluídas Faltas Fase-Terra (FT), Faltas Bifásicas (FF) e Faltas Bifásicas-Terra (FFT) e Faltas Trifásicas (FFF).. Ressalta-se que a aplicação de faltas ao longo das linhas é possibilitada pela representação do modelo de parâmetros distribuídos das linhas.

Ademais, é importante destacar que o sistema modificado foi submetido previamente a testes de validação de desempenho, que configuram situações de pré-falta. Para evitar casos de sobretensões, o capacitor do nó 848 foi removido nas simulações com conexão de GD. Desse modo, em todas as simulações desta tese se garantiu que as tensões de regime permanente nos nós de carga e geração estivessem mantidas durante todo o intervalo de simulação entre o intervalo de 22,4 kV (0,90 p.u.) e 26,1 kV (1,05 p.u.) e, portanto, fora da faixa considerada como crítica pelo módulo 8 do PRODIST ([ANEEL, 2021](#)).

Por fim, para emular a variação de carregamento do SD, os estados de conexão das cargas foram alterados ao longo das simulações. Cada instante de entrada e saída das cargas pode ser consultado no Apêndice C. Também, para os cenários do SD com GD conectada, as potências ativa e reativa de referência dos geradores distribuídos síncronos foram alteradas ao longo da simulação. A potência ativa de referência do GS1 é decrementada e, posteriormente, aumentada de 0,16 pu em cada segundo de simulação a partir de 8,5 até 12,5 s e a partir de 17,5 até 21,5 s, respectivamente. Dessa forma, a potência ativa chega

ao patamar de 0,2 p.u. em 12,5 s e retorna a 1 p.u. em 21,5 s. Por sua vez, a potência ativa de referência do GS2, analogamente, varia de 0,12 p.u., com decrementos a partir de 8 até 12 s e incrementos a partir de 17 até 21 s. Neste caso, a potência ativa é mínima e igual a 0,4 p.u. em 12 s e, novamente, igual a 1 p.u. em 21 s. A cada alteração de potência ativa dos geradores síncronos, a potência reativa deles também foi mudada para manter a proporção entre potência ativa e reativa de 1/10.

4.3 Resultados dos testes de detecção e classificação das faltas

Inicialmente, cinco eventos de detecção de faltas são apresentados para exemplificar as restrições da Seção 3.3 impostas na atualização dos limiares de detecção. Na sequência, de modo a demonstrar o desempenho geral da metodologia proposta, são apresentados os resultados de detecção e classificação das faltas considerando diversas simulações de faltas ao longo das linhas do SD de 34 nós. De modo a validar a estratégia proposta, alguns eventos analisados são constituídos de duas faltas não-simultâneas e não-evolutivas, sendo que, como já abordado, em cada instante, o perfil de carga e/ou geração é distinto. Para facilitar a descrição de cada falta dentro de uma mesma simulação, seguindo a ordem de sua aplicação, elas são referidas como caso de Falta 1 (ou, simplesmente, Falta 1 ou primeira falta) e caso de Falta 2 (ou, simplesmente, Falta 2 ou segunda falta).

4.3.1 *Evento 1: Detecção de duas faltas de alto valor de resistência de falta e distantes da subestação no SD sem conexão de GD*

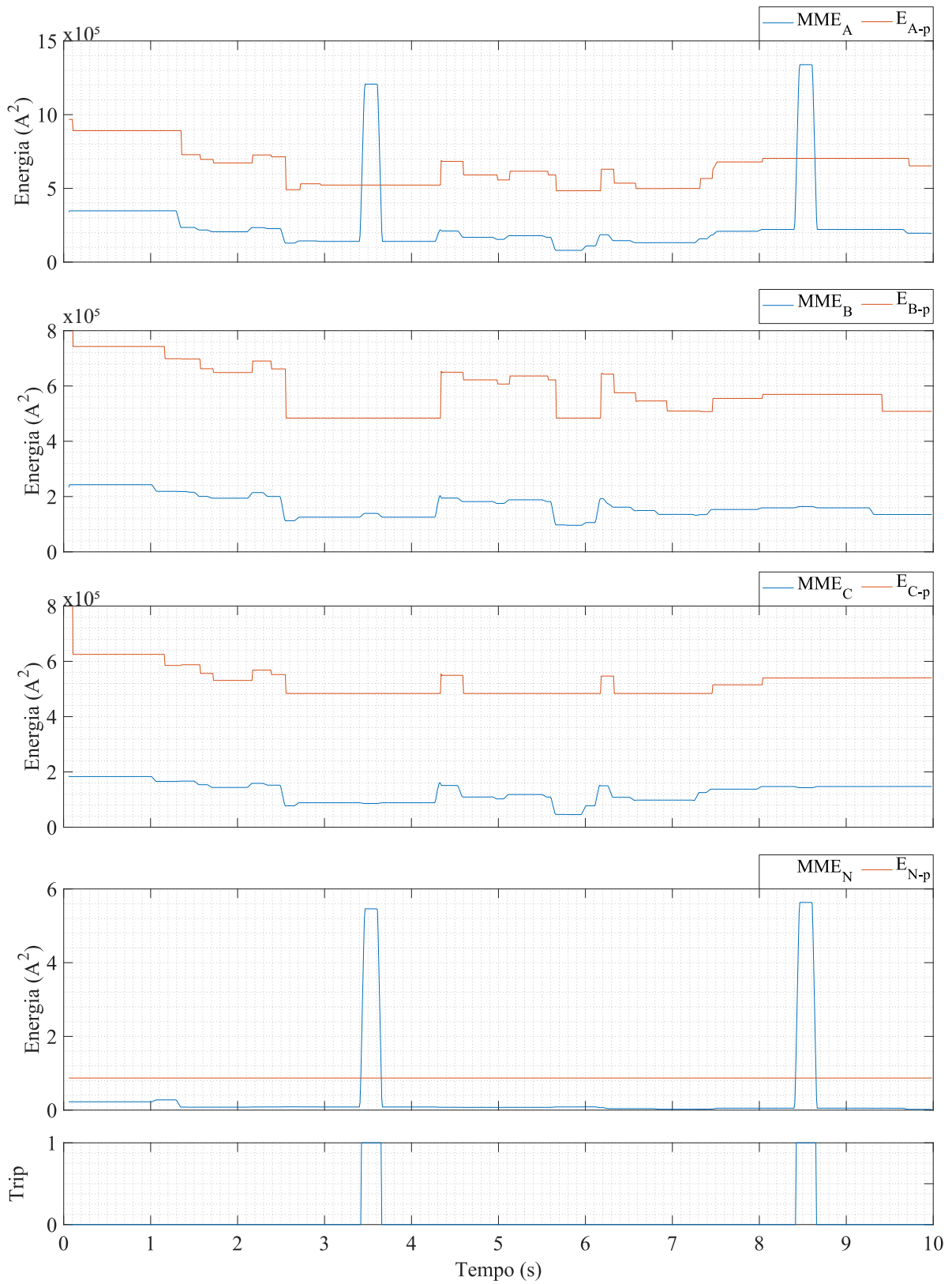
Neste evento, duas faltas do tipo AT e resistência de falta de 150 Ω foram simuladas no nó 848, o qual está localizado no final do alimentador principal (trifásico). A primeira falta foi aplicada em 3,4 s e a segunda falta, em 8,4 s. Ambas as faltas tiveram duração de 200 ms. Pela Figura 7, está claro que as duas faltas foram detectadas facilmente pelo método proposto. O atraso na detecção dessas faltas foi de 1,5 ciclo, originado em partes pelo cálculo da média móvel. Ressalta-se que os tempos de atraso de aquisição e processamento dos sinais de corrente não foram considerados. É possível perceber que, em condições distintas de carregamento, as magnitudes das correntes durante as faltas (vistas do ponto de medições no secundário do transformador da subestação) também foram distintas. Para o caso de Falta 1, com corrente durante a falta de menor magnitude, o carregamento do transformador da subestação também foi menor, enquanto que, para o caso de Falta 2, com corrente durante a falta de maior magnitude, ele foi maior. Então, esse fato fundamenta o porquê de se atualizar os limiares de detecção com a estratégia proposta. Além do mais, é válido observar que, durante os tempos de falta, a atualização dos limiares de detecção foi bloqueada em atendimento à restrição durante eventos transitórios.

Não obstante, as elevações de energia do neutro durante as faltas foram significantes. Portanto, essas faltas também seriam detectadas por métodos tradicionais de detecção baseados no cálculo da corrente eficaz de frequência fundamental. A confirmação está na Figura 8. Neste caso, os limiares de detecção de fase foram ajustados em 1,5 vezes a corrente nominal do transformador da subestação e o limiar de neutro foi ajustado em 30% do valor do limiar de fase. Como um resultado, os atrasos de detecção foram de 1,5 ciclo e 1 ciclo para a primeira e a segunda falta. Fica, pois, exemplificado que os atrasos gerados pelo cálculo da média móvel de energia são pouco significativos. Para o caso da Falta 2, ele foi de apenas 0,5 ciclo. Finalmente, observe que, muito embora ambas as faltas também poderiam ser detectadas pela elevação de corrente na fase A, quando se utilizaram os limiares adaptativos, conseguiu-se uma maior sensibilidade de detecção.

4.3.2 Evento 2: Detecção de faltas de alto valor de resistência de falta e distantes da subestação no SD com conexão de GD

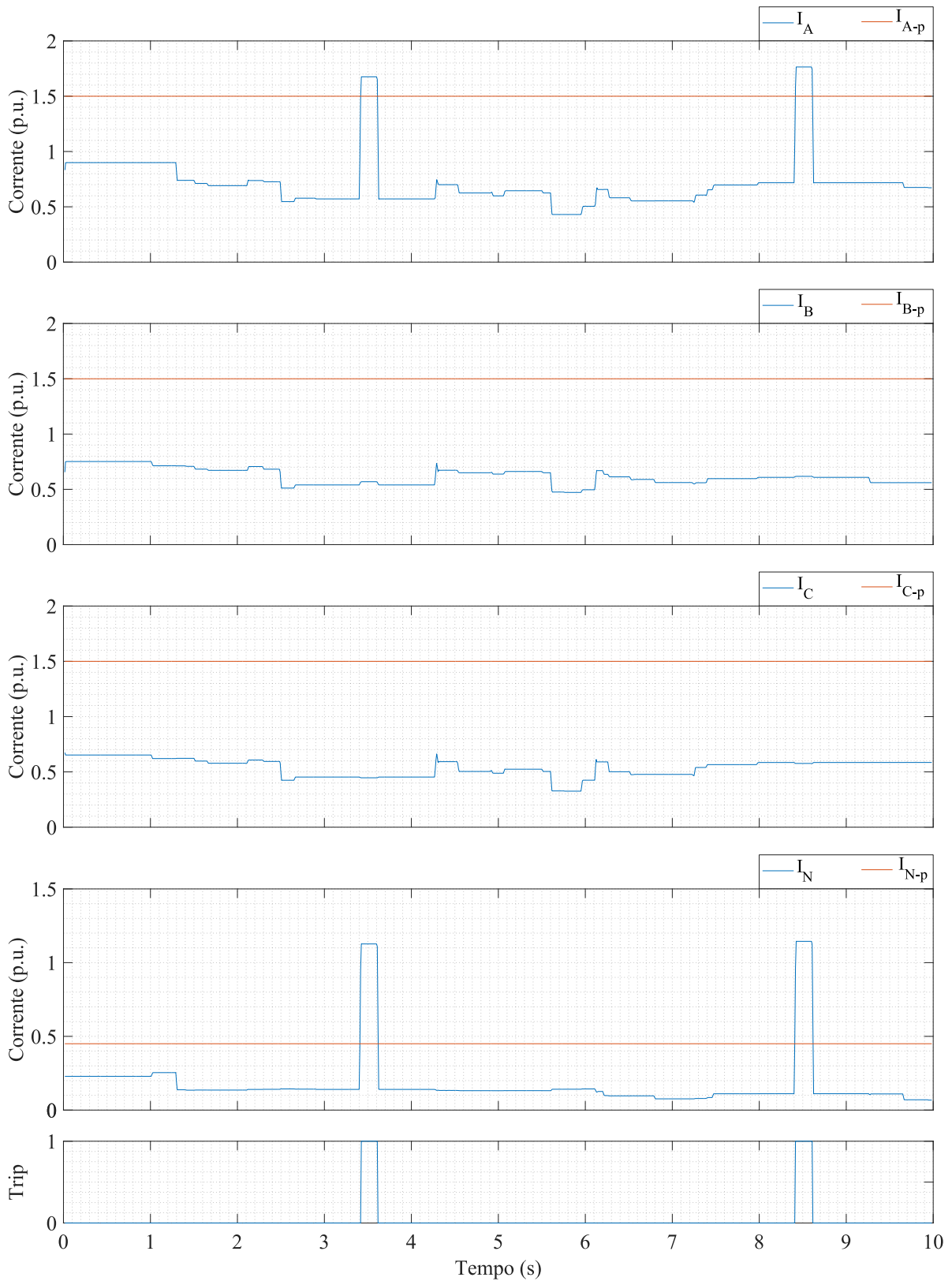
Similarmente ao evento anterior, duas faltas do tipo AT e resistência de falta de 150Ω foram simuladas no nó 848 em 7,1 e 15,9 s, com duração de 200 ms. Neste caso, os dois geradores distribuídos síncronos foram conectados à rede. Portanto, devido à conexão dessas unidades de GD, a contribuição da corrente de falta da subestação foi reduzida. Lembre-se ainda que a maior unidade de GD está conectada ao nó faltoso. Conforme exibido na Figura 9, ambas as faltas puderam ser detectadas pelo método de detecção proposto. Em comparação com o evento anterior, os atrasos de detecção também foram maiores, sendo eles iguais a 3 ciclos para a Falta 1 e de 3,5 ciclos para a Falta 2. Novamente, para propósitos de comparação, avaliou-se a detecção dessas mesmas faltas usando-se o cálculo da corrente eficaz, acatando os mesmos ajustes dos limiares de detecção do Evento 1. Como um resultado, apenas a Falta 2 foi detectada com um atraso de 2 ciclos. Note que a elevação de corrente do neutro foi desprezível para as duas faltas. Finalmente, pode-se concluir que a adaptação dos limiares de detecção é essencial para garantir a detecção da falta, especialmente em casos de faltas com maiores valores de resistência de falta em redes de distribuição ativas.

Figura 7 – Evento 1: Detecção via aplicação do método proposto de uma falta AT no nó 848 com resistência de falta igual a 150Ω no SD sem conexão de GD.



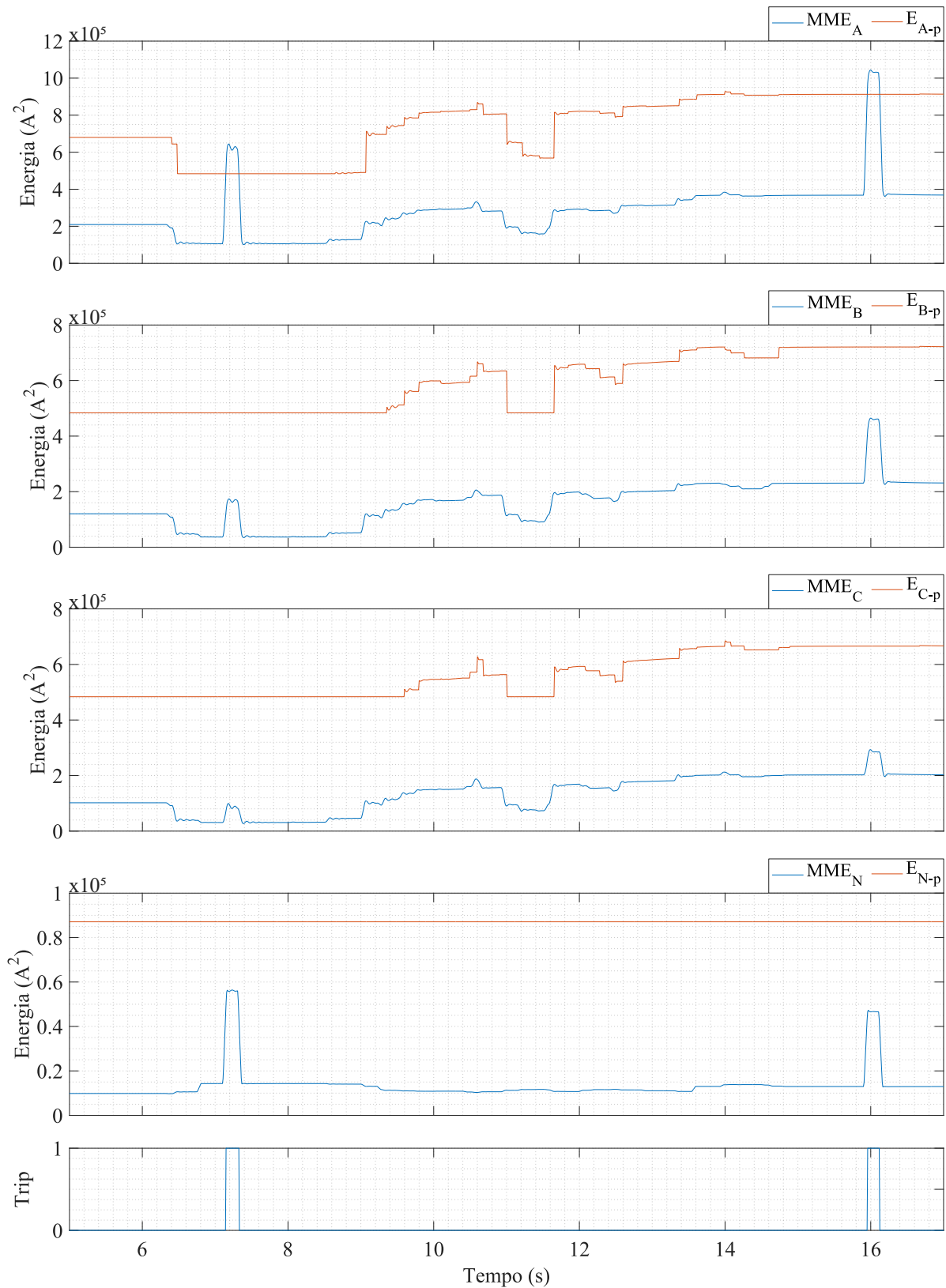
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 8 – Evento 1: Detecção via cálculo da corrente eficaz de uma falta AT no nó 848 com resistência de falta igual a 150Ω no SD sem conexão de GD.



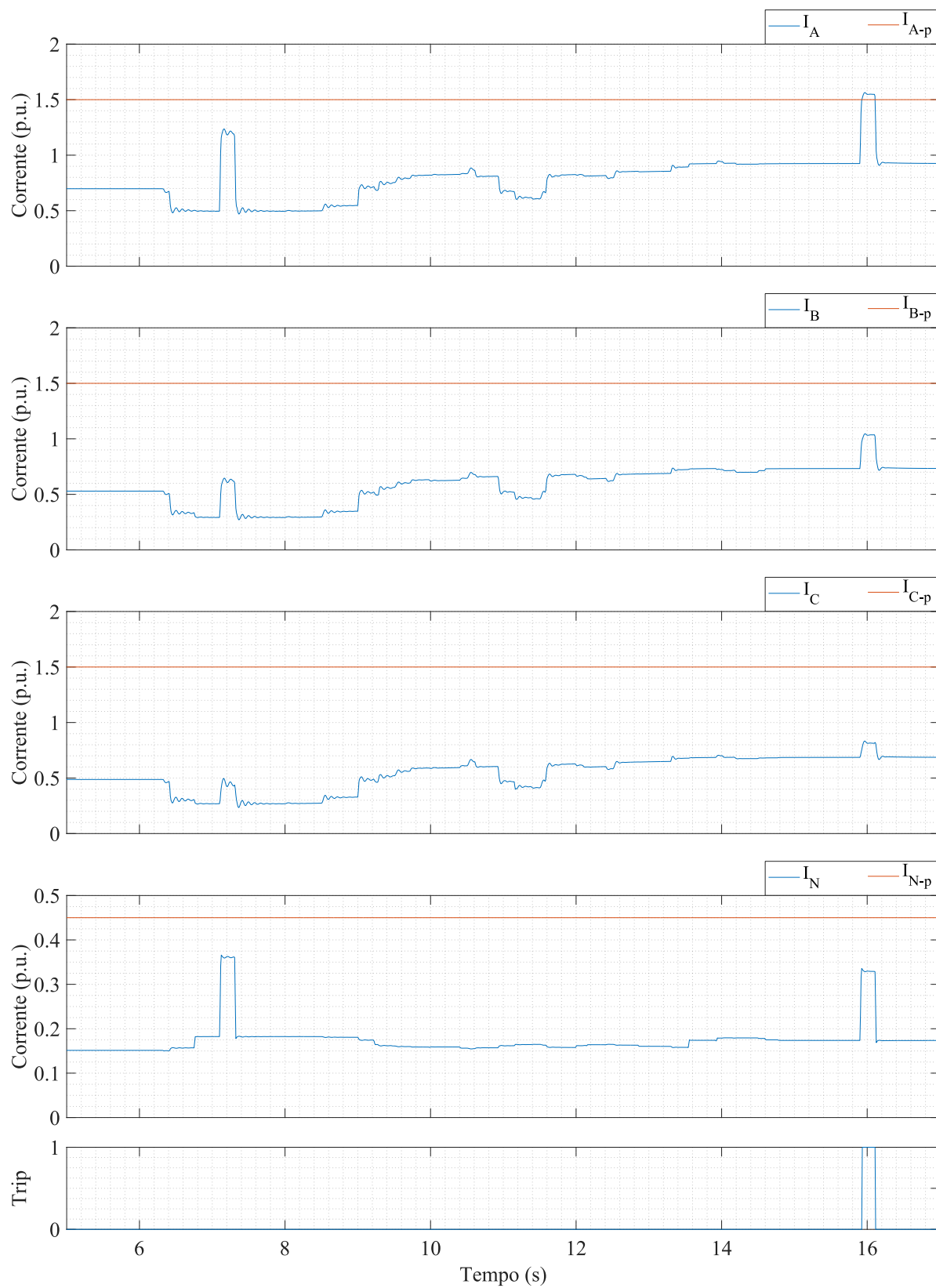
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 9 – Evento 2: Detecção via aplicação do método proposto de uma falta AT no nó 848 com resistência de falta igual a 150Ω no SD com conexão de GD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 10 – Evento 2: Detecção via cálculo da corrente eficaz de uma falta AT no nó 848 com resistência de falta igual a 150Ω no SD com conexão de GD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

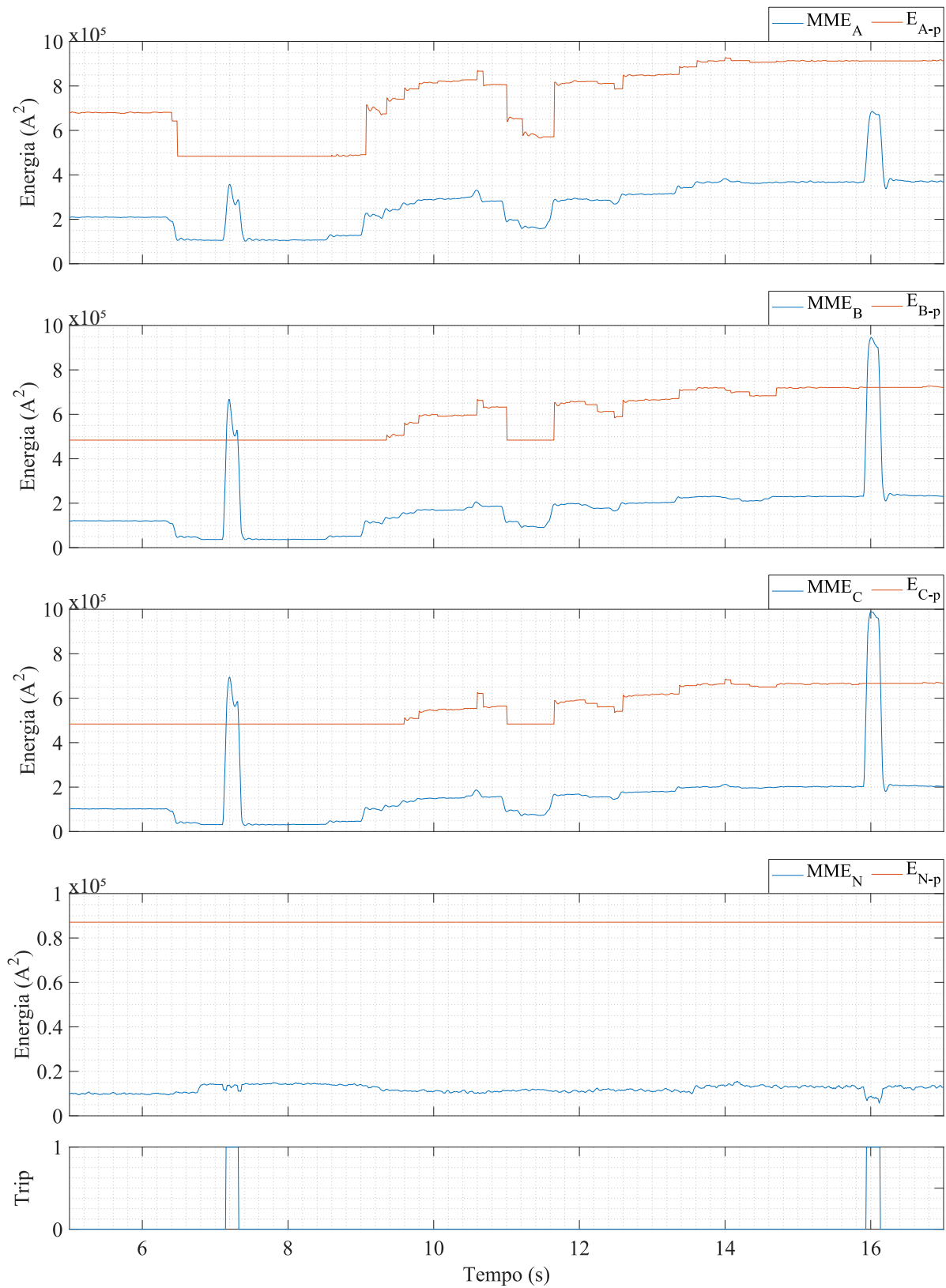
4.3.3 Evento 3: Detecção de faltas com alto valor de resistência de falta no SD com conexão de GD, considerando medições com ruídos

Duas faltas do tipo BCT foram simuladas em 96% da linha 28 com resistência de falta de 150Ω . Assim como nos dois eventos anteriores, a primeira falta foi aplicada em 7,1 s e a segunda falta, em 15,9 s, ambas com duração de 200 ms. De modo a avaliar o impacto dos ruídos no método de detecção proposto, ruídos foram adicionados aos sinais de correntes com SNR de 30 dB. Os resultados de detecção são mostrados na Figura 11. Ambas as faltas foram detectadas corretamente com um atraso de 3 ciclos. É perceptível pelos gráficos de atualização das energias que os ruídos aplicados foram mitigados pela utilização da média móvel de energia. Mais uma vez, não foi possível detectar as faltas pela energia da corrente do neutro. Em contraste, usando-se dos cálculos dos valores eficazes das correntes referente à frequência fundamental, igualmente ao Evento 2, apenas a Falta 2 foi detectada. Esse resultado pode ser verificado por meio da Figura 12. Nesse caso, essa segunda falta só foi detectada depois de 3,5 ciclos. Finalmente, esse caso ilustra as vantagens em se aplicar a estratégia de atualização dos limiares de detecção com a utilização do cálculo da média móvel de energia.

4.3.4 Evento 4: Detecção de uma falta no SD com conexão de GD, considerando a atuação de um fusível

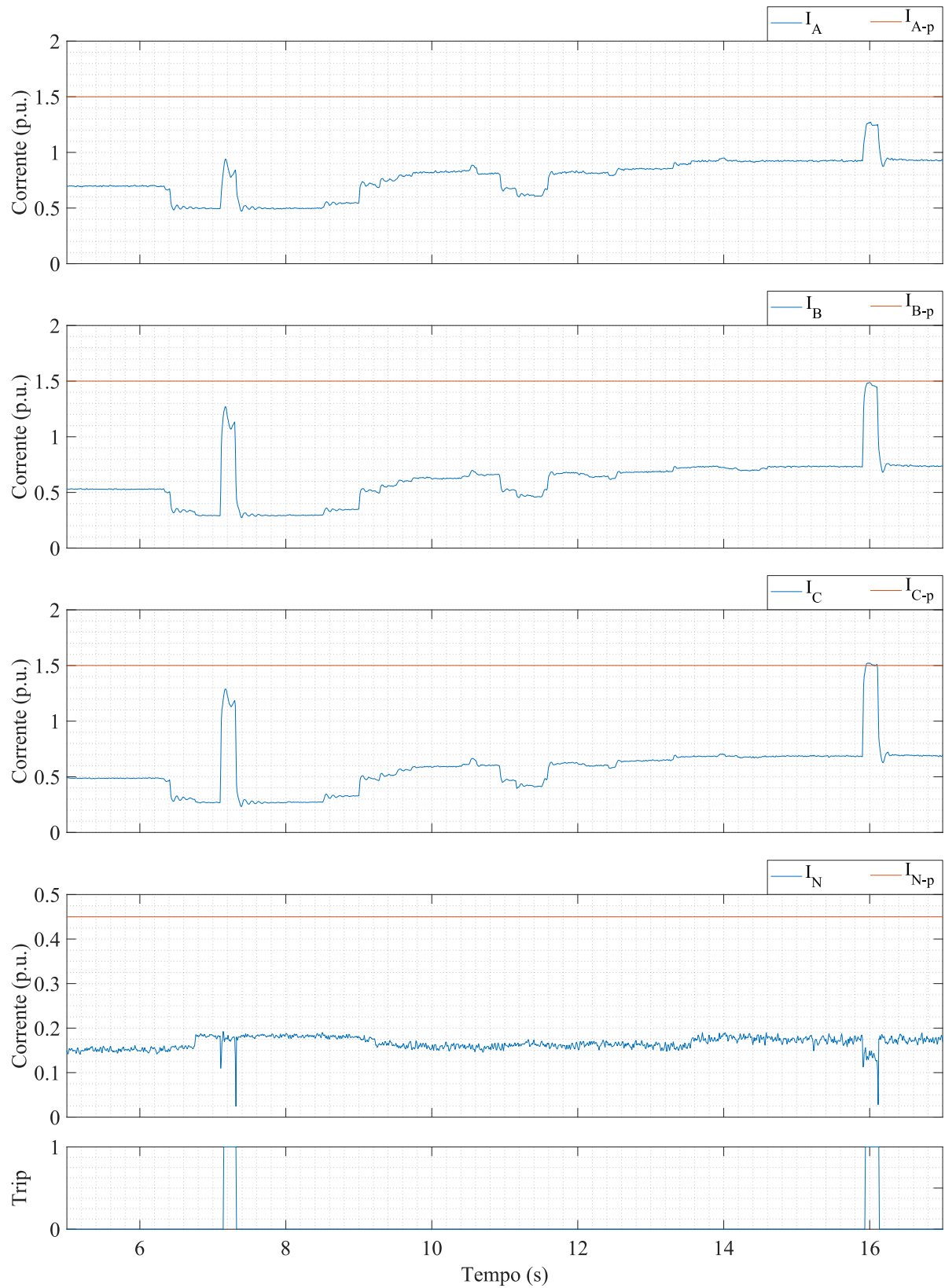
Uma falta trifásica foi simulada em 50% da linha 22 com resistência de falta de 50Ω . Esta falta foi aplicada em 10 s e teve duração de 300 ms. Como consequência desta falta, foi desconectada a GD do nó 848 após 150 ms do início da falta e, em seguida, o ramo lateral da linha faltosa depois de 200 ms. Este ramo lateral é o que possui a maior carga deste SD. Após a extinção da falta, ele foi reconectado em 14 s, mantendo a GD desconectada. Os resultados são mostrados na Figura 13. Neste caso, a falta foi detectada dentro de um ciclo. Observe que, após a extinção da falta, devido à restrição após eventos transitórios, a atualização dos limiares de detecção das fases levou algum tempo para ocorrer. Além do mais, note que a reconexão do ramo lateral foi corretamente interpretada na atualização dos limiares.

Figura 11 – Evento 3: Detecção via aplicação do método proposto de uma falta BCT em 96% da linha 28 com resistência de falta igual a 150Ω no SD com conexão de GD.



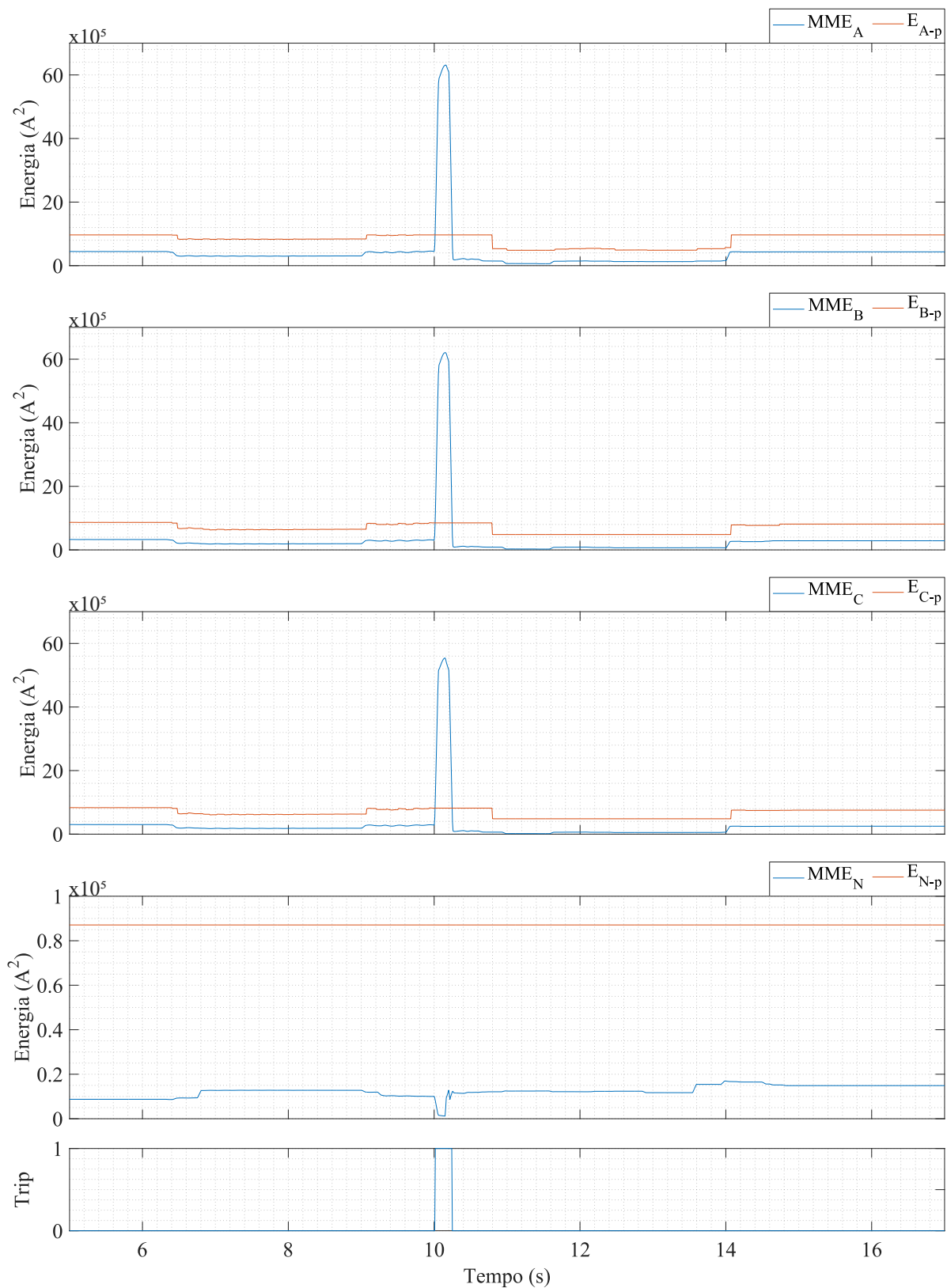
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 12 – Evento 3: Detecção via cálculo da corrente eficaz de uma falta BCT em 96% da linha 28 com resistência de falta igual a 150 Ω no SD com conexão de GD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 13 – Evento 4: Detecção via aplicação do método proposto de uma falta ABC em 50% da linha 22 com resistência de falta igual a 50Ω no SD com conexão de GD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.3.5 Evento 5: Detecção de faltas no SD com conexão de GD, considerando a atuação de um religador

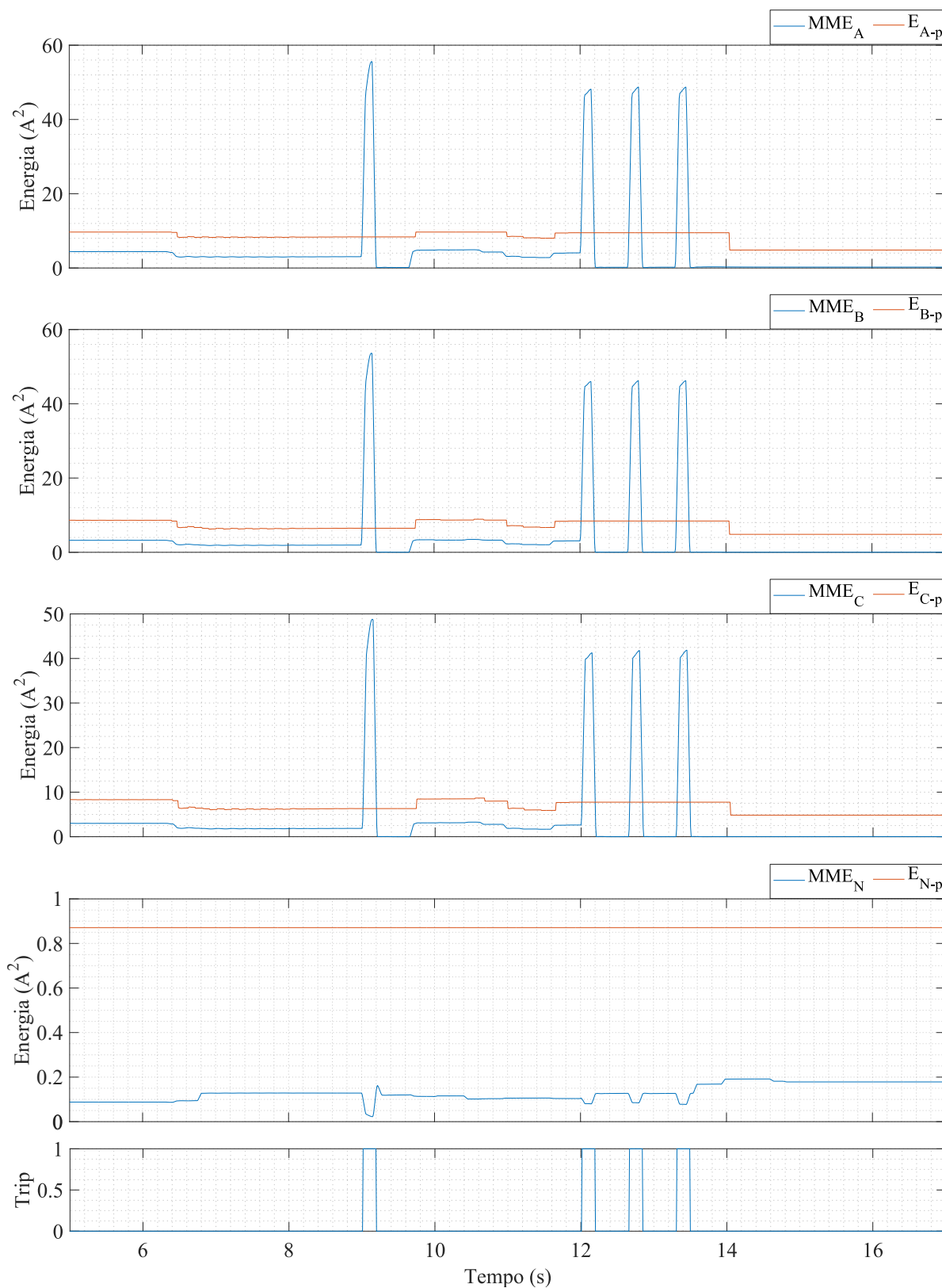
Duas faltas ABC foram simuladas no nó 860 com resistência de falta igual a 25Ω . A primeira foi uma falta temporária aplicada em 9 s, enquanto que, a segunda falta foi uma falta sustentada aplicada em 12 s. De modo a avaliar o desempenho do método proposto frente às situações de religamento, a chave da linha 14 que atua como religador foi configurada para abertura após 150 ms de falta, admitindo dois tempos de religamento de 500 ms. Quando o religador atuou pela primeira vez, a GD do nó 848 foi desconectada para evitar ilhamento. Esse evento está ilustrado na Figura 14. Como a Falta 1 foi extinguida após o primeiro religamento, os limiares voltaram a ser atualizados seguindo os critérios da Seção 3.5. Por sua vez, a segunda falta não foi extinguida mesmo após os dois religamentos, em 12,65 s e 13,3 s. Desta forma, os limiares de detecção das fases foram atualizados apenas após a extinção definitiva da falta, considerando ainda os tempos adicionais de bloqueio. Ambas as faltas foram detectadas em um ciclo. É possível perceber que a restrição de religamento evitou que os limiares de detecção fossem alterados durante os instantes de religamento. Adicionalmente, a restrição de subcarga também assegurou mínimos limiares de detecção no cenário após a extinção da segunda falta, considerando a sua eliminação pela abertura permanente do religador.

4.3.6 Eventos gerais

Para os testes gerais de detecção e classificação das faltas, foram considerados os eventos de faltas indicados na Tabela 18. Conforme pode ser constatado, as faltas foram simuladas em diferentes linhas do sistema e, por sua vez, em distintos comprimentos de linhas, os quais estão dados em porcentagem nessa tabela. Para a definição das posições de aplicação das faltas, supôs-se faltas aplicadas a cada 9,022 km a partir da subestação até um nó terminal. Essa distância de falta é equivalente a 21 posições de faltas aplicadas no alimentador principal (trifásico) desse SD. Além do mais, com exceção de linhas monofásicas, nas quais, obviamente foram aplicadas faltas monofásicas, 10 tipos de faltas foram aplicados para cada posição de falta, incluindo, para cada posição, variações da resistência de falta. No total, foram gerados 1105 eventos de falta, sendo que para cada evento simulado há a aplicação de duas faltas. Novamente, como nos Eventos 1, 2 e 3, de detecção de faltas, 2 faltas foram aplicadas considerando cenários distintos de demanda da subestação. Nas simulações de faltas no sistema sem GD, os instantes de aplicação das duas faltas foram de 3,4 e 8,4 s, enquanto que, nas simulações com GD, os instantes foram iguais a 7,1 e 15,9 s. Todas as faltas simuladas tiveram duração de 200 ms.

Primeiramente, todas as faltas do sistema sem conexão de GD foram detectadas corretamente. Com relação aos tempos de detecção, os parâmetros estatísticos de quartis, média e Desvio Padrão (DP) foram calculados. Os resultados estão exibidos na Tabela

Figura 14 – Evento 5: Detecção via aplicação do método proposto de uma falta ABC no nó 860 com resistência de falta igual a 25Ω no SD com conexão de GD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 18 – Configurações dos cenários de faltas

Linha	Porcentagens das linhas de aplicação das faltas	Tipos de faltas	Rf
3	15, 43, 71 e 99%	AT, BT, CT, AB, ABT, AC, ACT, BC, BCT e ABC	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
5	23, 47, 71 e 95%	AT, BT, CT, AB, ABT, AC, ACT, BC, BCT e ABC	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
6	24, 54 e 85%	AT, BT, CT, AB, ABT, AC, ACT, BC, BCT e ABC	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
9	41%	AT, BT, CT, AB, ABT, AC, ACT, BC, BCT e ABC	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
10	5, 24, 43, 61, 80 e 99%	AT	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
11	62%	AT	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
12	99%	BT	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
14	11, 55 e 99%	AT, BT, CT, AB, ABT, AC, ACT, BC, BCT e ABC	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
24	100%	AT, BT, CT, AB, ABT, AC, ACT, BC, BCT e ABC	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
27	35 e 74%	BT	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
28	22, 47, 71 e 96%	BT	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
30	45%	AT, BT, CT, AB, ABT, AC, ACT, BC, BCT e ABC	0, 10, 20, 50 e 150 Ω
32	17%	BT	0, 10, 20, 50 e 150 Ω

19. Majoritariamente, as faltas foram detectadas em até 1 ciclo, sendo a média um pouco inferior a este valor e o DP igual a 5 ms. Apesar disso, para algumas faltas, o tempo de detecção chegou a 1,5 ciclo. O tempo mínimo de detecção foi de 0,5 ciclo. Note que os tempos de detecção para as duas faltas foram próximos. Também, observe que o efeito do ruído foi ínfimo. Em termos de resultados de classificação das faltas, independentemente do ruído aplicado, apenas um caso de Falta 2 não foi classificado corretamente. Esse caso foi de um evento de falta ABT em 96% da linha 28 com resistência de falta de 150 Ω , o qual foi classificada incorretamente como do tipo BT tanto para o cenário sem ruídos quanto para os cenários com ruídos adicionados.

Tabela 19 – Cálculos estatísticos dos instantes de detecção considerando Faltas 1 e 2 do SD sem conexão de GD

Instantes de detecção	Falta 1			Falta 2		
	Sem ruídos	SNR = 40 dB	SNR = 30 dB	Sem ruídos	SNR = 40 dB	SNR = 30 dB
Máximo (ms)	24,740	24,740	24,740	24,740	24,740	24,740
3º quartil (ms)	16,406	16,406	16,406	16,407	16,407	16,407
Mediana (ms)	16,406	16,406	16,406	16,407	16,407	16,407
1º quartil (ms)	8,073	8,073	8,073	8,073	8,073	8,073
Mínimo (ms)	8,073	8,073	8,073	8,073	8,073	8,073
Média (ms)	12,771	12,771	12,741	12,952	12,952	12,982
DP (ms)	5,027	5,027	5,005	5,169	5,169	5,169

Continuamente, dos 1105 casos de faltas simulados do SD com conexão de GD, 7 casos relativos à Falta 1 não foram detectados. Todos os casos concernentes a Falta 2 foram detectados corretamente. Esses 7 casos de não-deteção da Falta 1 compreendem faltas com resistência de falta igual a 150 Ω nas linhas 24 e 28 do tipo BT ou CT. Verifique que a linha 24 é uma linha terminal muito distante da subestação e que a linha 28 está compreendida entre as duas unidades de GD. Ressalta-se que, em comparação com o cenário da Falta 2, no cenário da Falta 1, a contribuição de corrente dos geradores distribuídos é muito mais significativa. Outra vez, os parâmetros estatísticos foram calculados conforme mostra a Tabela 20. Novamente, a maioria das faltas foram detectadas dentro de 1 ciclo. Também,

algumas faltas foram detectadas em até 0,5 ciclo. Por outro lado, os máximos instantes de detecção foram superiores aos casos do sistema sem GD, atingindo 4,5 ciclos para alguns casos da Falta 1 e 3,5 ciclos para alguns casos da Falta 2. De um modo geral, os tempos de detecção de ambas as faltas ficaram próximos, com média e desvio padrão próximos a 16,5 e 9,5 ms, respectivamente.

Tabela 20 – Cálculos estatísticos dos instantes de detecção considerando Faltas 1 e 2 do SD com conexão de GD

Parâmetros estatísticos dos instante de detecção	Falta 1			Falta 2		
	Sem ruídos	SNR = 40 dB	SNR = 30 dB	Sem ruídos	SNR = 40 dB	SNR = 30 dB
Máximo (ms)	74,739 ms	74,739	74,739	58,073	58,073	58,073
3º quartil (ms)	16,406	16,406	16,406	16,407	16,407	16,407
Mediana (ms)	16,406	16,406	16,406	16,407	16,407	16,407
1º quartil (ms)	8,073	8,073	8,073	8,073	8,073	8,073
Mínimo (ms)	8,073	8,073	8,073	8,073	8,073	8,073
Média (ms)	16,422	16,452	16,444	16,572	16,587	16,504
DP (ms)	9,601	9,633	9,584	9,416	9,423	9,293

No que se refere à classificação das faltas, conforme mostra a Tabela 21, mais do que 97% das faltas detectadas foram classificadas corretamente. Note que, para os casos de Faltas 2, a taxa de acertos da classificação foi ainda maior. Este fato está em consonância com os resultados anteriores dos casos de faltas no sistema sem GD. Isso porque, nos casos de Falta 2, as condições de pré-falta foram determinadas com uma injeção de potência ativa mais baixa dos geradores distribuídos síncronos, demandando, portanto, uma maior potência da subestação. Nesse quesito é possível vislumbrar que a estratégia de classificação proposta que considera os limiares adaptativos foi essencial para assegurar melhores resultados de classificação. Adicionalmente, o efeito dos ruídos foi mínimo, sendo que na situação de SNR de 30 dB, a taxa de acerto foi levemente melhorada. Uma vez constatado este fato, na sequência, esses resultados de classificação são discriminados por tipo de falta por meio de matrizes de confusão apenas para a situação sem ruídos.

Tabela 21 – Resultados gerais de classificação dos casos de faltas no sistema com conexão de GD

	Sem ruídos	SNR = 40 dB	SNR = 30 dB
Falta 1	97,81% (1074/1098)	97,81% (1074/1098)	98,00% (1076/1098)
Falta 2	98,91% (1093/1105)	98,82% (1092/1105)	98,91% (1093/1105)

A Figura 15 ilustra os resultados de classificação para os 10 tipos de Falta 1 do SD com GD conectada. Inicialmente, é possível constatar que 2 casos de faltas do tipo BT não foram classificados; um caso foi uma falta em 23% da linha 5 com resistência de falta de 150 Ω e o outro caso foi uma falta em 24% da linha 6 com resistência de falta de 150 Ω . Também, apenas alguns poucos casos de faltas bifásicas foram classificados incorretamente. Algumas faltas do tipo AC e, especialmente, dos tipos ABT e ACT foram confundidas como sendo faltas do tipo AT. Além disso, algumas faltas BCT foram confundidas como

sendo do tipo BC, falhando, portanto, na indicação da presença do terra. No total, 22 faltas foram classificadas incorretamente, sendo essas faltas com resistência de falta de 50 Ω. No geral, a taxa de acerto foi de quase 98%.

Figura 15 – Resultados de classificação referentes a Falta 1 dos casos de faltas do sistema com conexão de GD

Classe de saída	AT	140 12.8%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%
	BT	0 0.0%	120 10.9%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	2 0.2%	98.4% 1.6%
	CT	0 0.0%	0 0.0%	101 9.2%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%
	AB	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	105 9.6%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%
	ABT	7 0.6%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	98 8.9%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	93.3% 6.7%
	AC	1 0.1%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	104 9.5%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	99.0% 1.0%
	ACT	11 1.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	94 8.6%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	89.5% 10.5%
	BC	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	105 9.6%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%
	BCT	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	3 0.3%	102 9.3%	0 0.0%	0 0.0%	97.1% 2.9%
	ABC	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	105 9.6%	0 0.0%	100% 0.0%
	.*	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	NaN% NaN%
		88.1% 11.9%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	97.2% 2.8%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	0.0% 100%
	AT	BT	CT	AB	ABT	AC	ACT	BC	BCT	ABC	.*		
	Classe real												

.* Falta detectada anteriormente, mas não classificada

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.4 Resultados de alocação dos IF

Neste capítulo, os resultados de alocação de IF são apresentados de modo a demonstrar a aplicação da metodologia proposta. Antes de tudo, definiu-se arbitrariamente o número de IF igual a 4, 5, 6 e 7. Para cada quantidade de IF investigada, calcularam-se os valores de α_1 e α_2 , constantes de normalização de F_{CF} e F_{CA} , considerando uma população igual a 600 indivíduos. A estratégia consistiu em fixar α_2 igual a 1 e, calcular, para cada indivíduo, o valor de α_1 que multiplicado por F_{CF} resultasse em F_{CA} . Assim, o valor final de α_1 foi considerado como sendo a mediana de cada um dos 600 valores obtidos. Os resultados finais de α_1 foram 0,060, 0,055, 0,054 e 0,051 para os casos com 7, 6, 5 e 4 IF, respectivamente. Visto que os valores resultantes de α_2 nas situações de 4, 5, 6 e 7 IF estão próximos, por simplificação, a média desses 4 valores, igual a 0,056, foi de fato adotada.

Figura 16 – Resultados de classificação referentes a Falta 2 dos casos de faltas do sistema com conexão de GD

Classe de saída	AT	140 12.7%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%	
	BT	0 0.0%	125 11.3%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%	
	CT	0 0.0%	0 0.0%	105 9.5%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%	
	AB	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	105 9.5%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%	
	ABT	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	104 9.4%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	1 0.1%	99.0% 1.0%	
	AC	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	105 9.5%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%	
	ACT	6 0.5%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	99 9.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	94.3% 5.7%	
	BC	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	105 9.5%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%	
	BCT	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	5 0.5%	100 9.0%	0 0.0%	0 0.0%	95.2% 4.8%	
	ABC	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	105 9.5%	0 0.0%	100% 0.0%	
	-*	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	NaN% NaN%	
		95.9% 4.1%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	95.5% 4.5%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	0.0% 100%	98.9% 1.1%
		AT	BT	CT	AB	ABT	AC	ACT	BC	BCT	ABC	-*		
	Classe real													

-* Falta detectada anteriormente, mas não classificada

Fonte: Elaborada pelo autor.

A população do AG e o critério de parada foram definidos como 30 indivíduos e estagnação do erro em 10^{-4} após, no mínimo, 300 iterações. Vale ressaltar que testes usando população maior e um número de iterações mínima maior apresentaram resultados similares. Os parâmetros de probabilidade de mutação e cruzamento foram ajustados em 0,8 e 0,2, respectivamente. Por fim, o critério de seleção por torneio foi escolhido.

As soluções de alocação dos IF foram restritas à linhas trifásicas. Desse modo, como o ramal lateral do nó 8 contém mais do que uma linha, todas as cargas distribuídas desse ramal foram consideradas na linha 8. O AG foi executado 20 vezes de modo a encontrar múltiplas soluções, minimizando também eventuais problemas de estagnação em mínimos locais. Também, considerando que a carga do nó 890 é a maior do sistema e em atendimento às recomendações do guia [IEEE Std 1610-2016 \(2017\)](#) para a instalação de IF na saída de linha de transformador, um IF foi fixado na linha 17 independentemente da quantidade de dispositivos considerados. As quatro tabelas subsequentes apresentam os resultados de alocação encontrados.

Inicialmente, para o caso de alocação com 4 IF, uma única solução foi encontrada,

conforme mostrado na Tabela 22. Com essa solução, é possível compreender o desempenho do método. A linha 9 está localizada logo após o ramal lateral do nó 8, o qual é bastante extenso e possui expressivas cargas distribuídas nas linhas 10 e 11. Lembre-se que essas cargas foram agrupadas e representadas como sendo cargas da linha 8. Por sua vez, a linha 23 está inserida num ramal com expressiva carga distribuída e concentrada. Similarmente, a linha 30 também está próxima a cargas de elevada potência. Em termos de redução da região faltosa, é possível perceber que esses IF estão bem espalhados no SD.

Tabela 22 – Resultados de alocação usando 4 IF

	IF1	IF2	IF3	IF4	Valor da FO	Nº vezes
Solução 1	9	17	23	30	2,1936	20

Quando se consideraram 5 IF, 2 soluções foram obtidas, conforme exibido na Tabela 23. Observando a Solução 2, é possível perceber, em relação à solução anterior com 4 IF, que um IF foi adicionado a linha 6. A adição desse dispositivo propicia menores regiões faltosas, visto que as linhas 3, 5 e 6 estão entre as maiores do SD. Por sua vez, note que a Solução 1 trouxe resultados de alocação próximos aos da Solução 2, por exemplo, a linha 25 e a linha 9 são linhas adjacentes, o mesmo vale para as linhas 22 e 23, 18 e 30 e 25 e 9. Portanto, a diferença de resultados está na alocação do IF na linha 15. Essa alocação pode ser justificada pelo critério de proximidade às cargas de elevada potência (note a presença de cargas distribuídas das linhas 14 e 27 e da carga concentrada no nó 830), como também do ponto de vista de redução da região faltosa (por exemplo, a linha 14 tem um grande comprimento).

Tabela 23 – Resultados de alocação usando 5 IF

	IF1	IF2	IF3	IF4	IF5	Valor da FO	Nº vezes
Solução 1	15	17	18	22	25	1.8092	16
Solução 2	6	9	17	23	30	1.8539	4

Finalmente, quando se consideraram 6 e 7 IF, o AG alcançou mais resultados de alocação nas suas 20 execuções, conforme pode ser verificado nas Tabelas 24 e 25. Comparando as novas soluções com aquelas obtidas para um menor número de medidores, destaca-se que, na Solução 1 usando 6 IF, a inclusão de um IF na linha 31 foi, especialmente, para atender ao critério de proximidade de cargas elevadas. Por outro lado, os IF alocados nas linhas 3, 5 e 6 objetivou, principalmente, a redução das regiões faltosas. De um modo geral, verifica-se maiores possibilidades de alocação à medida que se aumenta o número de dispositivos indicadores de faltas. Essas soluções também atendem aos critérios estabelecidos.

Tabela 24 – Resultados de alocação usando 6 IF

	IF1	IF2	IF3	IF4	IF5	IF6	Valor da FO	Nº vezes
Solução 1	15	17	23	25	30	31	1,548609	10
Solução 2	6	9	15	17	18	22	1,556212	5
Solução 3	6	9	17	23	30	31	1,556449	4
Solução 4	5	15	17	18	22	25	1,558095	1

Tabela 25 – Resultados de alocação usando 7 IF

	IF1	IF2	IF3	IF4	IF5	IF6	IF7	Valor da FO	Nº vezes
Solução 1	5	15	17	23	25	30	31	1,303126	8
Solução 2	6	9	15	17	23	30	31	1,310378	7
Solução 3	3	6	9	15	17	18	22	1,390852	2
Solução 4	5	13	17	18	22	25	28	1,413774	3

4.5 Resultados dos testes de localização das faltas

Na sequência, são apresentados os resultados de localização de faltas utilizando a técnica de *compressive sensing* e o algoritmo de T-MSBL descritos anteriormente e o método de impedância proposto por Bahmanyar e Jamali (2017). Decidiu-se, pois, avaliar um segundo método de localização para efeitos de comparação com o escolhido para esta tese, bem como para mostrar que os métodos de detecção e classificação propostos podem ser associados a qualquer outro método existente. Particularmente, optou-se por um método de impedância porque, até poucos anos atrás, essa categoria de método era predominante na literatura sobre esse assunto. É válido destacar que a maioria das publicações nessa categoria não considera geradores distribuídos, sendo uma exceção o artigo citado, cuja a metodologia está descrita no Apêndice D.

4.5.1 Resultados de localização empregando a técnica de T-MSBL

Conforme abordado no Capítulo 2, diversos métodos de localização de faltas publicados recentemente têm considerado, como uma alocação otimizada, a instalação de medidores de tensão em nós terminais. Apesar disso, pode-se afirmar que essa alocação não é adequada para o sistema de 34 nós. Isso porque, esse sistema é muito longo e com poucas ramificações (desconsiderando as ramificações exclusivas de linhas monofásicas). Essa justificativa está consonante com os trabalhos de Jamei *et al.* (2020) e Zhang *et al.* (2020), os quais alocaram PMUs para além dos nós terminais. Dessa forma, nesta tese, adotaram-se 6 μ PMU nos nós 800, 808, 816, 840, 848, 852. A quantidade e a posição desses PMUs foram definidas a partir de sucessivos testes direcionados a encontrar uma boa solução global. Nesses testes se variou o local da falta, a resistência da falta e o tipo de falta. Naturalmente, quando outras posições e quantidades de medidores forem usadas, os resultados de localização também poderão se alterar.

Na sequência, apresentam-se os resultados de localização de faltas a partir dos testes de detecção e classificação das faltas descritos na Seção 4.3.6. Lembre-se que no total foram geradas 1105 simulações no sistema sem conexão de GD, sendo que, em cada simulação, há a aplicação de duas faltas em instantes distintos de carregamento. Similarmente, foram também geradas 1105 simulações no sistema com conexão de GD, cabendo ressaltar agora que, em adição às variações de carga, também houve variações das potências de injeção dos dois geradores distribuídos em cada um dos dois instantes de aplicação de falta. Além do mais, os 7 casos de faltas não detectados em algumas simulações com GD foram desconsiderados no processo de localização de faltas. Igualmente, também foram desconsiderados os casos de faltas em linhas monofásicas. Consequentemente, 2100 e 2093 faltas foram analisadas no sistema sem e com GD conectada, respectivamente. Para facilitar a compreensão do leitor, os resultados são discriminados considerando cada um dos efeitos analisados: variação do carregamento, variação do tipo e resistência da falta, incerteza dos parâmetros das linhas e presença de ruídos de medição. Adicionalmente, avaliou-se ainda o impacto de considerar os dispositivos indicadores de falta para melhorar o método de localização usando T-MSBL. Todos esses testes foram realizados considerando o sistema sem e com conexão de GD.

4.5.1.1 Resultados do sistema sem conexão de GD

Em primeiro lugar, são apresentados e discutidos os resultados para o SD sem conexão de GD.

a) Efeito de variação do carregamento do sistema:

Como já constatado, cada evento simulado é constituído de duas faltas não-simultâneas com diferentes carregamentos. Então, avaliando-se os acertos para as Faltas 1 e 2, é possível averiguar qual é o efeito do carregamento, como mostra a Tabela 26. Nessa tabela estão inclusos todos os casos simulados, incluindo, portanto, todos os valores de resistência de falta e tipos de faltas analisados. Nota-se que a quantidade de acertos foi contabilizada pelo número total de linhas faltosas identificadas corretamente ou, alternativamente, pelo número de vezes que uma linha adjacente à linha faltosa foi detectada como sendo uma linha faltosa. Verifique que algumas faltas acontecem no início ou fim de linhas ou, ainda, em linhas mais curtas, o que pode levar o método a indicar uma linha adjacente como resposta, a qual pode ser, portanto, considerada como aceita. De um modo geral, o efeito de variação de carregamento foi pouco expressivo (menor do que 5%). Essa conclusão era esperada já que o método em questão se baseia na variação das tensões de pré-falta e durante a falta e, portanto, mitiga o efeito do carregamento.

Tabela 26 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito do carregamento

	Número de acertos - Falta 1	Número de acertos - Falta 2
Linha Faltosa	711 (68%)	672 (64%)
Linha Adjacente	320 (30%)	328 (31%)
Total de acertos	1031 (98%)	1000 (95%)

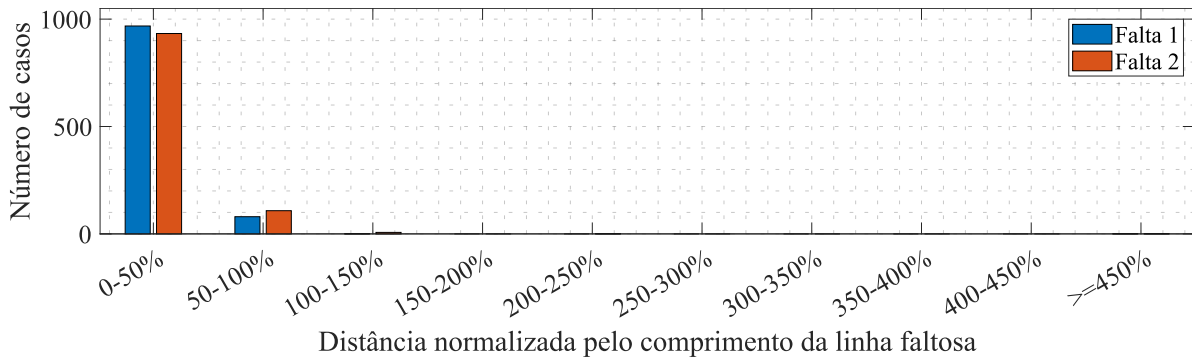
Complementarmente, seguindo a ideia apresentada em [IEEE Std C37.114-2014 \(2015\)](#), o erro de localização da falta e foi calculado como sendo a porcentagem de erro na estimativa do local da falta em relação ao comprimento da linha faltosa, como em (4.1). Em números absolutos, as médias dos erros foram iguais a 1,5 km e 1,7 km para as Faltas 1 e 2, respectivamente. Esses erros podem ser admitidos para faltas em linhas longas, como as linhas 3, 5 e 28, as quais, na ordem, têm comprimentos iguais a 9,9 km, 11,4 km e 11,2 km. Ao mesmo tempo, é um erro grande considerando faltas na linha 30 que tem 1,7 km. Logo, a opção pela apresentação de erros normalizados se justifica devido às grandes discrepâncias dos tamanhos das linhas desse SD.

$$e(\%) = \frac{|m_m - m_t|}{L} \times 100\% \quad (4.1)$$

em que: m_m é o local de falta estimado - distância da subestação (metros); m_t é o local de falta verdadeiro - distância da subestação (metros); L é o comprimento da linha faltosa (metros).

Assim procedendo, os resultados de erro de localização da falta estão dados na Figura 17. É perceptível que, majoritariamente, os erros de localização de faltas foram em até 50% e, depois, entre 50 e 100%. É possível ainda verificar que, no geral, os casos de Falta 1 foram melhor localizados dos que os casos de Falta 2. Finalmente, poucas faltas apresentaram erros maiores do que 100%, sendo apenas 2 casos de Falta 1 e 9 casos de Falta 2.

Figura 17 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - erro do local da falta (em %)



Fonte: Elaborada pelo autor.

b) Efeito da mudança da resistência e do tipo de falta:

Por sua vez, a Tabela 27 exhibe os mesmos resultados de localização da Tabela 26, porém agora discriminados por resistência e tipo de falta. Novamente, foram considerados como acertos a identificação da exata linha faltosa ou da linha adjacente a ela. Nesta tabela e nos próximos resultados relativos a este sistema sem conexão de GD, os resultados dos casos de Faltas 1 e de Faltas 2 estão agrupados. De um modo geral, o efeito de mudança dos valores de resistência de falta não foi significativo. Por exemplo, não é possível estabelecer alguma relação entre resistência e acerto da linha de falta (ou da linha adjacente a ela). Paralelamente, pode-se dizer que os resultados de faltas do tipo BC e BCT foram levemente piores do que os dos demais tipos de faltas.

Tabela 27 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito da mudança da resistência e do tipo de falta

RF (Ω) / Tipo de falta	AT	BT	CT	AB	ABT	AC	ACT	BC	BCT	ABC	Total
0	40 (95%)	42 (100%)	40 (95%)	41 (98%)	40 (95%)	42 (100%)	38 (90%)	38 (90%)	40 (95%)	42 (100%)	403 (96%)
10	41 (98%)	42 (100%)	39 (93%)	42 (100%)	41 (98%)	42 (100%)	41 (98%)	40 (95%)	40 (95%)	42 (100%)	410 (98%)
20	39 (93%)	42 (100%)	39 (93%)	42 (100%)	41 (98%)	42 (100%)	41 (98%)	40 (95%)	36 (86%)	40 (95%)	402 (96%)
50	40 (95%)	42 (100%)	41 (98%)	42 (100%)	41 (98%)	42 (100%)	40 (95%)	38 (90%)	40 (95%)	41 (98%)	407 (97%)
150	39 (93%)	41 (98%)	42 (100%)	42 (100%)	41 (98%)	40 (95%)	42 (100%)	40 (95%)	40 (95%)	42 (100%)	409 (97%)
Total	199 (95%)	209 (100%)	201 (96%)	209 (100%)	204 (97%)	208 (99%)	202 (96%)	196 (93%)	196 (93%)	207 (99%)	2031 (97%)

c) Efeito do ruído de medição:

Na sequência, avaliou-se qual foi o efeito da inserção de ruídos de medição, considerando os mesmos ruídos avaliados nos testes de detecção e classificação de faltas relatados anteriormente, isto é, com SNR de 40 e 30 dB. Igualmente a análise anterior, também foram analisados 2100 casos de faltas. Os resultados estão apresentados na Tabela 28. Percebe-se que o método foi pouco sensível aos ruídos de 40 dB, todavia, sua sensibilidade foi afetada quando se considerou ruídos de 30 dB. Neste último caso, a taxa de acerto caiu em mais de 10% em relação à configuração original. Apesar disso, é válido pontuar que uma SNR de 30 dB não é comum de se encontrar em SD (TOMIC *et al.*, 2007; TAN; RAMACHANDARAMURTHY, 2010).

Tabela 28 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito do ruído de medição

	Sem ruídos	SNR igual a 40 dB	SNR igual a 30 dB
Linha Faltosa	1383 (66%)	1404 (67%)	1201 (57%)
Linha Adjacente	648 (31%)	561 (27%)	568 (27%)
Total de acertos	2031 (97%)	1965 (94%)	1769 (84%)

Note que os resultados gráficos dos erros de localização (de distância absoluta em relação ao comprimento de linha) são similares aqueles apresentados na Figura 17. É claro que uma maior quantidade de erros de identificação da linha faltosa (ou da linha adjacente a ela) esteve também associada a maiores erros de distância da falta estimada. Para se ter uma ideia, entre todos os resultados de localização desta tese, a maior diferença constatada entre os resultados dos testes de sensibilidade esteve associada a esse cenário do sistema sem GD e com SNR de 30 dB. Nesse caso, em comparação com os testes sem ruídos e considerando os resultados de Falta 1 e Falta 2 agrupados, 1708 casos de falta apresentaram erros na faixa de até 50% (antes eram 1901 casos), enquanto que 277 casos de falta apresentaram erros na faixa entre 50 e 100% (antes eram 188 casos). Assim sendo, para evitar uma descrição exaustiva dos resultados, decidiu-se restringir a apresentação desses gráficos apenas para as análises de efeito de variação do carregamento do sistema sem e com GD.

d) Efeito da incerteza quanto aos parâmetros das linhas:

Para analisar o efeito de estimação incorreta dos parâmetros das linhas, foram avaliadas duas situações. Admitiu-se em cada uma, variações randômicas (para cima ou para baixo do valor verdadeiro) nos parâmetros das linhas em até 2% e em até 10%. Com isso, alcançaram-se os resultados da Tabela 29. Pode-se observar que o efeito de incerteza nesses parâmetros foi pouco significativo, de forma que, no pior caso, com incerteza de $\pm 10\%$, o decaimento na taxa total de acerto em relação ao caso ideal (com exatidão dos parâmetros das linhas) foi de apenas 3%.

Tabela 29 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito da incerteza dos parâmetros das linhas

	Parametros exatos	Incerteza de $\pm 2\%$	Incerteza de $\pm 10\%$
Linha faltosa	1383 (66%)	1465 (70%)	1365 (65%)
Linha adjacente	648 (31%)	528 (25%)	615 (29%)
Total de acertos	2031 (97%)	1993 (95%)	1980 (94%)

e) Efeito da alocação dos medidores:

Para avaliar este efeito (quantidade e posição dos μ PMUs), considerou-se as alocações feitas em dois outros artigos que usaram este mesmo sistema como

teste: o primeiro, de [Jamei et al. \(2020\)](#), que considerou 4 medidores instalados nos nós 800, 830, 840 e 848 e, o segundo, de [Zhang et al. \(2020\)](#), que adotou 14 medidores nos nós 800, 808, 814, 816, 824, 828, 832, 834, 836, 844, 848, 854, 858 e 890. Os resultados comparativos estão exibidos na Tabela 30. Antes de tudo, é notório que os resultados melhoraram quando se aumentou a quantidade de medidores. É importante destacar, entretanto, que com apenas 2 medidores a mais, os resultados empregando a alocação aqui proposta foram bem melhores do que os obtidos usando a mesma alocação de [Jamei et al. \(2020\)](#). Por sua vez, usando a alocação de [Zhang et al. \(2020\)](#), os resultados são melhorados ainda mais, veja que a exatidão da linha faltosa é aumentada em mais do que 10%. Apesar disso, cabe pontuar que essa alocação usou mais do que o dobro de medidores desta tese. Além do mais, em termos de acerto total, somando acertos da linha faltosa e da linha adjacente, a diferença entre os dois resultados é pouco expressiva.

Tabela 30 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito da alocação dos medidores

	Alocação da tese	Alocação usada em Jamei et al. (2020)	Alocação usada em Zhang et al. (2020)
Linha Faltosa	1383 (66%)	754 (66%)	1619 (77%)
Linha Adjacente	648 (31%)	780 (37%)	470 (22%)
Total de acertos	2031 (97%)	1534 (73%)	2089 (99%)

f) Efeito da consideração da região faltosa:

Considerando os procedimentos de alocação de IF proposto nesta tese, estrategicamente, avaliou-se qual seria o efeito de usar a região faltosa para minimizar a busca da linha em falta. Neste caso, após a estimativa do vetor de correntes pelo algoritmo de T-MSBL, a busca da linha faltosa ficou restrita para as linhas da região faltosa, assumindo sempre que os IF atuaram corretamente para todos os valores de resistência de falta avaliados. Para tanto, considerou-se os seguintes conjuntos de IF instalados nas linhas: {9, 17, 23 e 30}, {6, 9, 17, 23 e 30}, {6, 9, 17, 23, 30 e 31} e {6, 9, 15, 17, 23, 30 e 31} nas situações com 4, 5, 6 e 7 IF alocados, respectivamente. Os resultados estão exibidos na Tabela 31. De um modo geral, a consideração da região faltosa proporcionou uma melhor exatidão na identificação da linha faltosa. Veja que, em comparação com o cenário sem nenhum IF, ao adicionar apenas 4 IF o número de acertos da linha faltosa já aumentou em 9 casos. Esse incremento na taxa de acertos da linha faltosa é de quase 100 quando se considera 5 e 6 IF e alcança 175 para o cenário com 7 IF, caracterizando um aumento de 8 pontos percentuais. Além disso, o total de acertos também aumentou quando se considerou os IF. Note que os resultados usando 7 IF para aprimorar os resultados do T-MSBL com 6 μ PMUs foram

tão bons quanto aqueles em que se utilizaram 14 μ PMUs (da alocação proposta em Zhang *et al.* (2020)). Esses resultados devem ser reconhecidos já que esses dispositivos (e seus sistemas de comunicação requeridos) são muito mais baratos do que μ PMUs.

Tabela 31 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - efeito da consideração da região faltosa

	Nenhum IF	4 IF	5 IF	6 IF	7 IF
Linha Faltosa	1383 (66%)	1392 (66%)	1477 (70%)	1477 (70%)	1558 (74%)
Linha Adjacente	648 (31%)	650 (31%)	569 (27%)	569 (27%)	490 (23%)
Total de acertos	2031 (97%)	2042 (97%)	2046 (97%)	2046 (97%)	2048 (98%)

4.5.1.2 Resultados do sistema com conexão de GD

Para efeitos de comparação, as mesmas análises ora feitas na Seção 4.5.1.1 para o sistema em estudo sem conexão de GD foram repetidas, mas, desta vez, considerando que os dois geradores síncronos distribuídos estão conectados. Para tanto, admitiu-se, em adição às medições fasoriais de tensão nos nós 800, 808, 816, 840, 848, 852, medições de tensão e corrente nas saídas desses geradores.

a) Efeito de variação do carregamento do sistema:

Os resultados desta análise estão exibidos na Tabela 32. Quando comparados com os casos da Tabela 26, é possível constatar que o algoritmo de T-MSBL apresentou maiores dificuldades em precisar o local da falta. De qualquer forma, novamente as diferenças de resultados entre os casos de Falta 1 e de Falta 2 foram mínimas, confirmando que o efeito do carregamento é quase insignificante para o método de localização em questão. Além do mais, para ambos os cenários de falta considerados, quando se soma o total de acertos da linha faltosa com o total de linhas adjacentes a ela que foram identificadas como sendo faltosas, as taxas de acertos globais superam 90%.

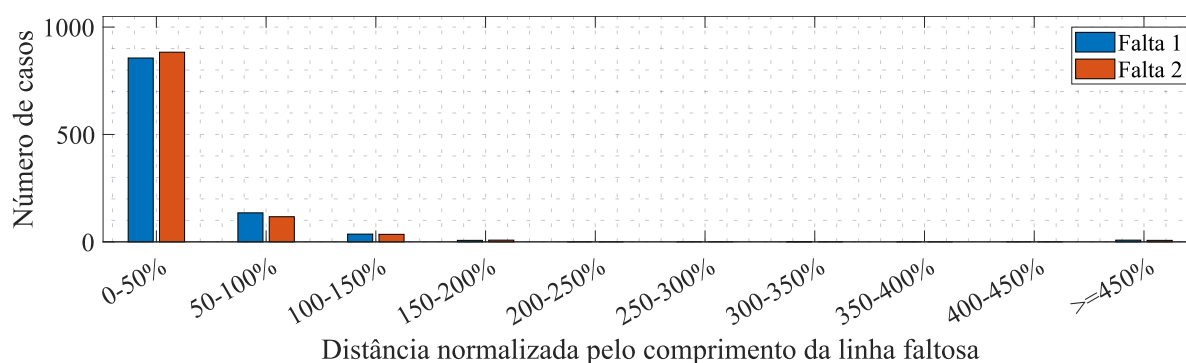
Tabela 32 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito do carregamento

	Número de acertos - Falta 1	Número de acertos - Falta 2
Linha faltosa	552 (53%)	584 (56%)
Linha adjacente	394 (38%)	388 (37%)
Total	946 (91%)	972 (93%)

Pelas mesmas razões anteriormente apresentadas, se optou por apresentar os erros de localização em relação ao comprimento da linha faltosa. Particularmente, para as Faltas 1 e 2, as médias dos erros foram de aproximadamente 2,0 km. Na sequência, a Figura 18 ilustra o histograma dos erros de localização. Observe

que a maioria dos resultados encontrados estão numa distância de até 50% do comprimento da linha faltosa, seguido de uma fração dos resultados mais significativa entre 50% e 100% e, depois, entre 100% e 150% do comprimento da linha de falta. Ainda há alguns resultados em outras faixas de erros, porém são casos em menores proporções em relação ao conjunto total. Desse modo, ainda que os erros de localização tenham sido levemente aumentados (compare com a Figura 17), o método de localização ainda se mostrou efetivo na localização da falta.

Figura 18 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - erro do local da falta (em %)



Fonte: Elaborada pelo autor.

b) Efeito da mudança da resistência e do tipo de falta:

A Tabela 33 discrimina os mesmos resultados da análise anterior (do efeito de variação do carregamento do sistema) por resistência e tipo de falta. Em comparação com os resultados da Tabela 27, é possível constatar que as conexões das unidades de GD causaram, principalmente, maiores dificuldades na localização de faltas monofásicas. Particularmente, para esse tipo de falta, a taxa de acertos do método ficou um pouco abaixo de 90%. De qualquer forma, ainda é difícil estabelecer uma relação direta da influência do tipo de falta na performance do método de localização utilizando o algoritmo de T-MSBL. Também, novamente o efeito da resistência de falta foi pouco significativo, demonstrando, portanto, que o efeito da resistência de falta é ínfimo para esse método.

c) Efeito do ruído de medição:

De forma similar aos casos de faltas do sistema sem GD (Tabela 28), conforme exibido na Tabela 34, os resultados de localização de falta foram deteriorados com o aumento do ruído. Entretanto, as discrepâncias entre os resultados foram menores. Por exemplo, a queda no total de acertos para a situação de SNR de 30 dB em relação à situação sem ruídos foi de 7 pontos percentuais, enquanto que, na situação anterior (do sistema sem GD), essa diferença tinha sido de 13 pontos percentuais. De qualquer forma, como a taxa de acertos ainda é alta, pode-se

Tabela 33 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito da mudança da resistência e do tipo de falta

RF (Ω) / Tipo de falta	AT	BT	CT	AB	ABT	AC	ACT	BC	BCT	ABC	Total
0	34 (81%)	37 (88%)	38 (90%)	40 (95%)	38 (90%)	41 (98%)	40 (95%)	39 (93%)	39 (93%)	40 (95%)	386 (92%)
10	33 (79%)	37 (88%)	37 (88%)	40 (95%)	37 (88%)	41 (98%)	41 (98%)	40 (95%)	38 (90%)	40 (95%)	384 (92%)
20	34 (81%)	34 (81%)	38 (90%)	40 (95%)	37 (88%)	40 (95%)	41 (98%)	38 (90%)	38 (90%)	40 (95%)	380 (91%)
50	38 (90%)	33 (79%)	38 (90%)	42 (100%)	37 (88%)	40 (95%)	42 (100%)	38 (90%)	37 (88%)	39 (93%)	384 (92%)
150	40 (95%)	31 (79%)	31 (82%)	42 (100%)	41 (98%)	39 (93%)	42 (100%)	39 (93%)	40 (95%)	39 (93%)	384 (92%)
Total	179 (85%)	172 (83%)	182 (88%)	204 (97%)	190 (90%)	201 (96%)	206 (98%)	194 (92%)	192 (91%)	198 (94%)	1918 (92%)

considerar que o método é confiável para localizar as faltas em um ambiente ruidoso de até 30 dB.

Tabela 34 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito do ruído de medição

	Sem ruídos	SNR igual a 40 dB	SNR igual a 30 dB
Linha faltosa	1136 (54%)	1108 (53%)	1004 (48%)
Linha adjacente	782 (37%)	759 (36%)	783 (37%)
Total de acertos	1918 (92%)	1867 (89%)	1787 (85%)

d) Efeito da incerteza quanto aos parâmetros das linhas:

Assim como nos casos da Tabela 29, os resultados de localização de falta, dados pela Tabela 35 continuaram a ser pouco influenciados pelos parâmetros das linhas. Veja que na identificação da exata linha faltosa, houve até uma leve melhoria quando se considerou incertezas de $\pm 2\%$.

Tabela 35 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito da incerteza dos parâmetros das linhas

	Parâmetros exatos	Incerteza de $\pm 2\%$	Incerteza de $\pm 10\%$
Linha faltosa	1136 (54%)	1149 (55%)	1135 (54%)
Linha adjacente	782 (37%)	712 (34%)	726 (35%)
Total de acertos	1918 (92%)	1861 (89%)	1861 (89%)

e) Efeito da alocação dos medidores:

A partir dos resultados da Tabela 36, é possível constatar que, após a adição dos dois geradores síncronos, bem como, das suas respectivas medições associadas, o método de T-MSBL melhorou mais quando comparado com os casos da Tabela 30. É notório, portanto, que a adição de medidores está correlacionada a uma melhoria na estimação da exata linha faltosa. Isso significa dizer que um maior número de

medidores aumenta a exatidão do método. Como consequência, o resultado global, incluindo os acertos de estimação da linha adjacente à linha faltosa, se elevou em mais do que 95%. Finalmente, o número reduzido de medidores proposto por [Jamei *et al.* \(2020\)](#) se mostra como sendo insuficiente para uma boa estimação do local da falta (com taxa de acerto global maior do que 90%).

Tabela 36 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito da alocação dos medidores

	Alocação da tese	Alocação usada em Jamei <i>et al.</i> (2020)	Alocação usada em Zhang <i>et al.</i> (2020)
Linha Faltosa	1136 (54%)	705 (34%)	1303 (62%)
Linha Adjacente	782 (37%)	912 (44%)	703 (34%)
Total de acertos	1918 (92%)	1617 (77%)	2006 (96%)

f) Efeito da consideração da região faltosa:

Tendo em consideração a região faltosa, os resultados de busca da linha faltosa estão na Tabela 37. Observe que a inclusão de apenas 4 dispositivos IF já foi suficiente para melhorar notadamente a performance do método. Nesse cenário, o incremento no número de acertos após a inserção desses dispositivos foi de 15 e 1 pontos percentuais, para a determinação da exata linha faltosa e do total de acertos, respectivamente. Ao mesmo tempo, a instalação de 5 ao invés de 4 IF não trouxe ganhos adicionais em termos de resultados de localização. Por fim, quando se considerou 6 e, especialmente, 7 IF, a performance do método melhorou ainda mais. Nesse último cenário, a exatidão na identificação da exata linha faltosa alcançou 75%, uma elevação de 21 pontos percentuais em comparação ao cenário com nenhum IF considerado, e a taxa total de acertos atingiu 98%. Esses resultados estão consonantes com aqueles observados no sistema sem GD (da Tabela 31). Ressalta-se, porém, que mesmo na ausência de IF, as taxas de acertos de localização da falta para o sistema sem geradores distribuídos conectados já eram mais elevadas mesmo na situação sem restrição da região faltosa. Fica, pois, evidenciada que, a consideração da região faltosa se fez ainda mais necessária após a conexão dessas unidades de GD. Conclui-se, portanto, que a consideração da região faltosa é uma estratégia fundamental para se aprimorar a localização da falta seguindo a abordagem aqui adotada.

Tabela 37 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - efeito da consideração da região faltosa

	Nenhum IF	4 IF	5 IF	6 IF	7 IF
Linha Faltosa	1136 (54%)	1451 (69%)	1451 (69%)	1496 (71%)	1578 (75%)
Linha Adjacente	782 (37%)	512 (24%)	512 (24%)	526 (25%)	472 (23%)
Total de acertos	1918 (92%)	1963 (94%)	1963 (94%)	2022 (97%)	2050 (98%)

4.5.2 Resultados de localização para o sistema de 34 nós empregando o método de impedância

Conforme posto no Capítulo 2, o método de impedância constitui como sendo uma das técnicas mais simples e baratas de localizar as faltas, porém, com algumas desvantagens. Então, baseando-se no método de Bahmanyar *et al.* (2017), descrito no Apêndice D, analisou-se a resposta deste método para o sistema de 34 nós, considerando os casos de faltas analisados anteriormente no método T-MSBL.

Inicialmente, para o sistema sem conexão de GD, o método de impedância estimou a localização de apenas 1105 dos 2100 casos de falta em linhas trifásicas, o equivalente a pouco mais do que 50% dos casos de faltas simulados. De um modo geral, as faltas sem resultados de estimação do local da falta ocorreram para casos de falta envolvendo a fase C, a saber faltas do tipo CT, AC, ACT, BC e BCT. Adicionalmente, um número significativo de faltas BT com resistência de falta 50 e 150 Ω e um número mais reduzido de faltas trifásicas com 150 Ω também não foram estimadas. É intuitivo pensar que o efeito de menor carregamento na fase C foi fator determinante para não estimação das faltas envolvendo essa fase. Desse modo, em estudos futuros, cabe investigar melhor esse fato, objetivando algum aprimoramento no método original para contornar tal problema.

Pelos resultados da Tabela 38, conclui-se que o método também não obteve um bom desempenho na localização das faltas. Além do mais veja que o método apresentou vários casos de múltipla estimação do local da falta, isto é, mais do que uma linha foi estimada como sendo faltosa. Apesar de não ser detalhado na tabela, a taxa de acerto se concentrou em faltas do tipo AT, BT, ABT e ABC. Por outro lado, o aumento do valor da resistência de falta esteve associado a uma menor taxa de acerto. Dentre os resultados de localização estimados corretamente, essa tabela ilustra outro típico problema do método de impedância, que é a múltipla estimação do local da falta. Note que, do universo de faltas localizadas corretamente, a maioria foram casos de múltipla estimação.

Tabela 38 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - método da impedância

Número de acertos	Linha Faltosa	Linha Adjacente
Sem múltiplas estimações	62 (6%)	111 (10%)
Com múltiplas estimações	336 (30%)	35 (3%)
Total	398 (36%)	146 (13%)

Uma estratégia para minimizar esse problema é restringir as soluções pela região faltosa constituída a partir do estado dos IF. Neste caso, foram considerados os mesmos conjuntos de IF avaliados no método usando o algoritmo de T-MSBL. Conforme mostra a Tabela 39, quando a região faltosa foi considerada, o número

de múltiplas estimações decaiu com o acréscimo do número de IF, com exceção do aumento de 5 para 6 IF, no qual as taxas de acertos se mantiveram. Embora a taxa de acerto (de exatidão) da linha faltosa tenha se elevado, o número de acertos considerando linhas adjacentes decaiu. Isso se deve ao fato do número de casos não-estimados ter se elevado. Apesar de, inicialmente, tal fato ser visto como um problema, é importante destacar que esse aumento do número de casos não-estimados também inclui resultados de localização estimados incorretamente, isto é, de resultados estimados em uma linha que não é a faltosa, nem adjacente a ela. Diante desse contexto, pode-se considerar que a adoção de IF melhora a confiabilidade do método de impedância.

Tabela 39 – Resultados do sistema de 34 nós sem GD - método da impedância com consideração da região faltosa

Número de acertos	4 IF		5 IF		6 IF		7 IF	
	Linha faltosa	Linha Adjacente	Linha faltosa	Linha Adjacente	Linha faltosa	Linha Adjacente	Linha faltosa	Linha Adjacente
Sem múltiplas estimações	99 (11%)	111 (13%)	146 (19%)	82 (11 %)	146 (19%)	82 (11%)	205 (27%)	82 (11%)
Com múltiplas estimações	299 (34%)	35 (4%)	252 (32%)	5 (1%)	252 (32%)	5 (1%)	193 (25%)	5 (1%)
Total de acertos	398 (45%)	146 (17%)	398 (51%)	87 (11%)	398 (51%)	87 (11%)	398 (52%)	87 (11%)

Os mesmos testes foram repetidos, porém, desta vez, considerando a conexão dos geradores distribuídos síncronos. Os resultados estão mostrados na Tabela 40. Neste caso, se comparados com os resultados anteriores (da Tabela 38), torna-se notável que a consideração das medições das unidades de GD contribuíram para uma melhoria significativa da taxa de acertos do método de impedância. Além disso, é importante destacar que 331 casos de faltas (16% do total) não foram estimados, sendo, a maioria, casos de falta com valores de resistência de falta de 50 e 150 Ω . Outra conclusão interessante é que o problema de múltiplas estimações do local da falta foi também substancialmente reduzido. Neste caso, ao se considerar a região faltosa, como mostra os resultados da Tabela 41, o número de casos de múltipla estimacão torna-se muito pequeno em relação ao número total de casos estimados corretamente.

Tabela 40 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - método da impedância

Número de acertos	Linha Faltosa	Linha Adjacente
Sem múltiplas estimações	800 (45%)	248 (14%)
Com múltiplas estimações	207 (12%)	20 (1%)
Total	1007 (57%)	268 (15%)

Em resumo, de acordo com os resultados de localização apresentados e discutidos para o sistema de 34 nós, pode-se constatar que o método de localização via algoritmo de

Tabela 41 – Resultados do sistema de 34 nós com GD - método da impedância com consideração da região faltosa

Número de acertos	4 IF		5 IF		6 IF		7 IF	
	Linha faltosa	Linha Adjacente	Linha faltosa	Linha Adjacente	Linha faltosa	Linha Adjacente	Linha faltosa	Linha Adjacente
Sem múltiplas estimações	986 (59%)	259 (16%)	988 (60%)	258 (16%)	988 (61%)	258 (16%)	988 (65%)	255 (17%)
Com múltiplas estimações	21 (1%)	2 (0%)	19 (1%)	2 (0%)	19 (1%)	2 (0%)	19 (1%)	2 (0%)
Total de acertos	1007 (61%)	261 (16%)	1007 (61%)	260 (16%)	1007 (62%)	260 (16%)	1007 (66%)	257 (17%)

T-MSBL é mais recomendado. Apesar de, atualmente, as redes de distribuição carecerem de medições fasoriais, o que inviabiliza a sua aplicação em campo, é factível presumir que essa dificuldade deve ser tão logo superada com o avanço da transformação das redes tradicionais em redes inteligentes. Observe que esse tipo de medição (e de certa forma, abordagem de localização) tem sido, cada vez mais, apontada como a melhor solução pela literatura. Ademais, para os dois métodos de localização avaliados, a consideração da região faltosa na restrição da busca da linha faltosa foi essencial para melhorar o desempenho deles. Assim, como esses dispositivos são mais baratos e exigem uma simples infraestrutura de comunicação, é viável e recomendado que eles sejam, portanto, integrados aos métodos de localização de falta.

CONCLUSÕES

Consonantes com os desafios que concernem à localização de faltas em SD e as questões normativas envolvendo as VTCD e interrupções de tensão, observa-se um grande interesse das concessionárias de energia por métodos que automatizem a localização de faltas e, conseqüentemente, melhorem a confiabilidade do SD. Neste particular, no âmbito das redes de distribuição ativas, constam-se poucos artigos na literatura que consideram as três etapas do diagnóstico de uma falta, detecção, classificação e localização, juntamente com a consideração do SD com GD, sendo essa, portanto, uma das principais contribuições desta tese.

O avanço acentuado da proliferação das unidades de GD conectadas às redes de distribuição dificulta a detecção das faltas via técnicas de proteção de sobrecorrente tradicionais. Dessa forma, no que se refere à etapa de detecção, um método independente da proteção dos SD foi proposto. Esse método foi baseado no uso da média móvel da energia dos sinais de corrente dos alimentadores processados pela TS e na estratégia de adaptação dos limiares de detecção. O objetivo dessa estratégia é proporcionar uma alta sensibilidade para o método de detecção, especialmente em cenários de maior penetração da GD. À vista disso, uma abordagem de classificação analítica que considera esses limiares adaptativos e, portanto, se ajusta aos diferentes cenários de operação do SD foi também proposta.

Na seqüência, para possibilitar maior celeridade e confiabilidade na localização das faltas, apresentou-se uma abordagem simplificada para alocação de dispositivos IF em SD. Essa abordagem direciona a instalação desses dispositivos para locais próximos a consumidores com maior demanda de potência e que resultem em menores regiões faltosas. Com essa estratégia, a concessionária de energia pode restaurar o serviço desses consumidores mais rapidamente, diminuindo os seus custos de compensação e melhorando os seus indicadores de qualidade do serviço. Complementarmente, a partir dos estados dos IF, apresentou-se

ainda um procedimento fácil e eficaz para determinar a região faltosa.

Por último, a partir de uma extensa revisão bibliográfica conduzida sobre localização de faltas, um método de medições esparsas baseado na técnica de *compressive sensing* foi considerado para a etapa de localização. Esse método parte de uma formulação matemática bem definida que analisa as variações de tensão durante a falta em virtude das correntes de falta, bem como das contribuições de corrente de falta das unidades de GD. Especificamente, nessa tese, utilizou-se o algoritmo de T-MSBL para resolver o problema matemático formulado. Para mitigar eventuais erros na localização de faltas devido à estimação de corrente de falta em fases não-faltosas, a informação da classificação das faltas foi considerada. Ressalta-se que os métodos de detecção e classificação propostos poderiam ter sido integrados a qualquer outro método de localização existente.

Para avaliar a metodologia integrada proposta, simulações de faltas foram desenvolvidas a partir de um sistema teste do IEEE de 34 nós adaptado com GD, considerando, durante uma mesma simulação, variações no perfil de geração-demanda da subestação. Nas simulações, considerou-se o SD operando tanto com variações no perfil de carga quanto nos níveis de penetração da GD, caracterizando uma operação da rede com variação do perfil de geração-demanda, a qual é típica das redes de distribuição modernas, com alta presença de RED. Nos testes desenvolvidos, o método se mostrou robusto e eficiente na detecção e classificação das faltas, mesmo quando se considerou a inclusão de ruídos. Do total de 2210 casos de faltas simulados para o sistema sem conexão de GD e de 2210 para o sistema com conexão de GD, apenas 7 casos de faltas do sistema com GD não foram detectados. Em ambos os cenários, a taxa de acertos da classificação foi maior do que 97%. Foi observado ainda que, mesmo sendo sensível à detecção de faltas, o método respondeu adequadamente a operações normais do SD como operação de um fusível, atuação de um religador e conexão de cargas. Nessas situações, como esperado, os limiares de detecção permaneceram sem alterações. Em termos de alocação dos IF, as investigações realizadas mostraram que os resultados de alocação desses dispositivos atenderam aos objetivos de minimização do tamanho da região faltosa e priorização de colocação dos IF na proximidade de consumidores com alta demanda de energia elétrica.

Ainda sobre os testes realizados no sistema de 34 nós, a localização de faltas também foi eficiente, especialmente quando admitidos os acertos de localização de uma linha adjacente à exata linha faltosa. Também, se comparados os resultados de localização para as simulações com GD ausente e presente, nesse último caso, o método apresentou maior dificuldade de localização, mas manteve uma taxa global de acertos ainda elevada, em mais do que 90%. É interessante pontuar aqui que a utilização de mais medidores e a consideração da região faltosa propiciaram grandes melhorias nos resultados de localização. Nesse caso, os IF oferecem a vantagem de serem mais baratos e condicionarem a busca da falta apenas em linhas que estejam dentro da região faltosa, aderindo maior confiabilidade

à localização. Note que, nos testes realizados, tanto para o sistema sem GD quanto com GD, a taxa de acerto global foi de 98% quando se considerou 7 IF.

É válido destacar que o método de impedância que é tradicionalmente usado para a localização de faltas em redes de distribuição foi, adicionalmente, avaliado. Ele não apresentou resultados de localização para vários casos de faltas e, dentre os resultados estimados, vários casos foram de múltipla estimação do local de falta com baixas taxas de acerto. Pontua-se, porém, que o problema de múltipla estimação foi quase solucionado com a consideração da região faltosa. Também, o método se comportou melhor quando se considerou o sistema com conexão de GD. Nessa situação, as medições das unidades de GD também foram consideradas, o que indica a necessidade de um maior número de medições (incluindo nas unidades de GD) para uma boa identificação do local de falta.

Muito embora os resultados desta tese tenham se mostrado promissores, reconhece-se que há espaços para contribuições e melhorias na metodologia proposta. Dessa forma, como trabalhos futuros, sugere-se:

- Investigar qual é o efeito da presença de outros REDs para a metodologia proposta, por exemplo, considerar a conexão de dispositivos armazenadores de energia e geradores distribuídos interfaceados com inversores;
- Desenvolver um método de alocação ótima de μ PMUs para melhorar a performance do método de localização de faltas em SD como o do IEEE de 34 nós, nos quais a alocação de medidores em nós terminais, conforme sugerido na literatura, se mostra deficiente;
- Desenvolver uma abordagem para averiguar a provável redução dos custos de compensação a partir da instalação de dispositivos IF com uma quantidade fixada;
- Aprimorar o método de localização de faltas baseado no algoritmo de T-MSBL para responder melhor na identificação do exato ponto de falta; e
- Expandir os testes aqui realizados para outros SD, incluindo simulações em plataformas para simulação em tempo real.

REFERÊNCIAS

- ABOSHADY, F.; THOMAS, D.; SUMNER, M. A new single end wideband impedance based fault location scheme for distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 173, p. 263–270, aug 2019.
- ABRACE. **Contribuições referentes a consulta pública N° 018/2014**. 2014. [Http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/A-brace%20CP018_2014.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/A-brace%20CP018_2014.pdf). Online; acesso em 26 de março de 2020.
- ADEWOLE, A. C.; TZONEVA, R.; BEHARDIEN, S. Distribution network fault section identification and fault location using wavelet entropy and neural networks. **Applied Soft Computing**, Elsevier BV, v. 46, p. 296–306, sep 2016.
- ALMEIDA, M. de; COSTA, F.; SOUZA, S. X. de; SANTANA, F. Optimal placement of faulted circuit indicators in power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 81, n. 2, p. 699–706, feb 2011.
- ALWASH, S. F.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; MITHULANANTHAN, N. Fault-location scheme for power distribution system with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 30, n. 3, p. 1187–1195, jun 2015.
- AMIRI, E. M.; VAHIDI, B. Integrated protection scheme for both operation modes of microgrid using s-transform. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 121, p. 106051, oct 2020.
- ANEEL. **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. [S.l.], 2021.
- _____. **DEC e FEC Apurado**. 2022. [Https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao](https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao). Online; acesso em 07 de janeiro de 2022.
- APOSTOLOPOULOS, C. A.; ARSONIADIS, C. G.; GEORGILAKIS, P. S.; NIKOLAIDIS, V. C. Fault location algorithms for active distribution systems utilizing two-point synchronized or unsynchronized measurements. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, Elsevier BV, v. 32, p. 100798, dec 2022.
- ARSONIADIS, C. G.; APOSTOLOPOULOS, C. A.; GEORGILAKIS, P. S.; NIKOLAIDIS, V. C. A voltage-based fault location algorithm for medium voltage active distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 196, p. 107236, jul 2021.
- ASLAN, Y.; Türe, Ş. Location of faults in power distribution laterals using superimposed components and programmable logic controllers. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 33, n. 4, p. 1003–1011, may 2011.

- BAHMANYAR, A.; JAMALI, S. Fault location in active distribution networks using non-synchronized measurements. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 93, p. 451–458, dec 2017.
- BAHMANYAR, A.; JAMALI, S.; ESTEBSARI, A.; BOMPARD, E. A comparison framework for distribution system outage and fault location methods. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 145, p. 19–34, apr 2017.
- BISCARO, A. A. P.; PEREIRA, R. A. F.; KEZUNOVIC, M.; MANTOVANI, J. R. S. Integrated fault location and power-quality analysis in electric power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 31, n. 2, p. 428–436, apr 2016.
- BORGHETTI, A.; BOSETTI, M.; NUCCI, C. A.; PAOLONE, M.; ABUR, A. Integrated use of time-frequency wavelet decompositions for fault location in distribution networks: Theory and experimental validation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 25, n. 4, p. 3139–3146, oct 2010.
- BORGHETTI, A.; BOSETTI, M.; SILVESTRO, M. D.; NUCCI, C.; PAOLONE, M. Continuous-wavelet transform for fault location in distribution power networks: Definition of mother wavelets inferred from fault originated transients. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 23, n. 2, p. 380–388, may 2008.
- BORGHETTI, A.; CORSI, S.; NUCCI, C.; PAOLONE, M.; PERETTO, L.; TINARELLI, R. On the use of continuous-wavelet transform for fault location in distribution power systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 28, n. 9, p. 608–617, nov 2006.
- BOWICK, C.; AJLUNI, C.; BLYLER, J. RF circuit design. In: . [S.l.: s.n.], 2007. ISSN 0750685182.
- BRAHMA, S. M. Fault location in power distribution system with penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 26, n. 3, p. 1545–1553, jul 2011.
- BUZO, R. F.; BARRADAS, H. M.; LEO, F. B. A new method for fault location in distribution networks based on voltage sag measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 36, n. 2, p. 651–662, apr 2021.
- CAVALCANTE, P. A.; ALMEIDA, M. C. de. Fault location approach for distribution systems based on modern monitoring infrastructure. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 12, n. 1, p. 94–103, jan 2018.
- CEER. **6th Ceer Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply**. Brussels: [s.n.], 2016. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/d064733a-9614-e320-a068-2086ed27be7f>. Online; acesso em 26 de março de 2020.
- CHAN, D.; LU, C. Distribution system fault identification by mapping of characteristic vectors. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 57, n. 1, p. 15–23, jan 2001.

CHEN, K.; HUANG, C.; HE, J. Fault detection, classification and location for transmission lines and distribution systems: a review on the methods. **High Voltage**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 1, n. 1, p. 25–33, apr 2016.

CHEN, P.-C.; MALBASA, V.; DONG, Y.; KEZUNOVIC, M. Sensitivity analysis of voltage sag based fault location with distributed generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 6, n. 4, p. 2098–2106, jul 2015.

CHEN, W.-H.; LIU, C.-W.; TSAI, M.-S. On-line fault diagnosis of distribution substations using hybrid cause-effect network and fuzzy rule-based method. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 15, n. 2, p. 710–717, apr 2000.

CHEN, W. H.; LIU, C. W.; TSAI, M. S. Fast fault section estimation in distribution substations using matrix-based cause-effect networks. **IEEE Power Engineering Review**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 21, n. 8, p. 61–61, aug 2001.

COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYSKO, A. An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 30, n. 2, p. 561–568, apr 2015.

CONTE, F.; D'AGOSTINO, F.; GABRIELE, B.; SCHIAPPARELLI, G. P.; SILVESTRO, F. Fault detection and localization in active distribution networks using optimally placed phasor measurements units. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), p. 1–1, 2022.

CORREA-TAPASCO, E.; MORA-FLÓREZ, J.; PÉREZ-LONDOÑO, S. Robustness of a generalized impedance based fault locator considering distorted measurements. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 154, p. 234–244, jan 2018.

CORREA-TAPASCO, E.; MORA-FLÓREZ, J.; PEREZ-LONDOÑO, S. Performance analysis of a learning structured fault locator for distribution systems in the case of polluted inputs. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 166, p. 1–8, jan 2019.

COSTA, F. B.; MONTI, A.; PAIVA, S. C. Overcurrent protection in distribution systems with distributed generation based on the real-time boundary wavelet transform. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 32, n. 1, p. 462–473, feb 2017.

CRESPO, D. L.; MORETO, M. New technique for fault location in distribution systems using sincrophasor voltages. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 212, p. 108485, nov 2022.

DARABI, A.; BAGHERI, M.; GHAREHPETIAN, G. Dual feasible direction-finding nonlinear programming combined with metaheuristic approaches for exact overcurrent relay coordination. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 114, p. 105420, jan 2020.

DAS, B. Fuzzy logic-based fault-type identification in unbalanced radial power distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 21, n. 1, p. 278–285, jan 2006.

DAS, S.; KARNIK, N.; SANTOSO, S. Distribution fault-locating algorithms using current only. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 27, n. 3, p. 1144–1153, jul 2012.

DASHTI, R.; SADEH, J. Accuracy improvement of impedance-based fault location method for power distribution network using distributed-parameter line model. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley, v. 24, n. 3, p. 318–334, oct 2012.

_____. Fault section estimation in power distribution network using impedance-based fault distance calculation and frequency spectrum analysis. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 8, n. 8, p. 1406–1417, aug 2014.

DECANINI, J.; TONELLI-NETO, M.; MINUSSI, C. Robust fault diagnosis in power distribution systems based on fuzzy ARTMAP neural network-aided evidence theory. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 6, n. 11, p. 1112–1120, nov 2012.

DERAKHSHANDEH, S. Y.; MOBINI, Z.; MOHAMMADI, M.; NIKBAKHT, M. UAV-assisted fault location in power distribution systems: An optimization approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 10, n. 4, p. 4628–4636, jul 2019.

DOMMEL, H. Digital computer solution of electromagnetic transients in single-and multiphase networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), PAS-88, n. 4, p. 388–399, apr 1969.

DONG, Y.; ZHENG, C.; KEZUNOVIC, M. Enhancing accuracy while reducing computation complexity for voltage-sag-based distribution fault location. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 28, n. 2, p. 1202–1212, apr 2013.

DUGAN, R.; MCGRANAGHAN, M. Sim city. **IEEE Power and Energy Magazine**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 9, n. 5, p. 74–81, sep 2011.

DZAFIC, I.; JABR, R. A.; HENSELMEYER, S.; DONLAGIC, T. Fault location in distribution networks through graph marking. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 9, n. 2, p. 1345–1353, mar 2018.

EL-ZONKOLY, A. Fault diagnosis in distribution networks with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 81, n. 7, p. 1482–1490, jul 2011.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2021: Ano base 2020**. Rio de Janeiro, 2021.

FARAJOLLAHI, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; SAFDARIAN, A. Deployment of fault indicator in distribution networks: A MIP-based approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 9, n. 3, p. 2259–2267, may 2018.

_____. Simultaneous placement of fault indicator and sectionalizing switch in distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 10, n. 2, p. 2278–2287, mar 2019.

- FEREIDUNIAN, A.; TALABARI, M. A. Service restoration enhancement by FIs deployment in distribution system considering available AMI system. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 14, n. 18, p. 3665–3672, jul 2020.
- GABR, M. A.; IBRAHIM, D. K.; AHMED, E. S.; GILANY, M. I. A new impedance-based fault location scheme for overhead unbalanced radial distribution networks. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 142, p. 153–162, jan 2017.
- GALVEZ, C.; ABUR, A. Fault location in active distribution networks containing distributed energy resources (DERs). **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 36, n. 5, p. 3128–3139, oct 2021.
- _____. Fault location in power networks using a sparse set of digital fault recorders. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), p. 1–1, 2022.
- GANIVADA, P. K.; JENA, P. A fault location identification technique for active distribution system. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 18, n. 5, p. 3000–3010, may 2022.
- GAZZANA, D.; FERREIRA, G.; BRETAS, A.; BETTIOL, A.; CARNIATO, A.; PASSOS, L.; FERREIRA, A.; SILVA, J. An integrated technique for fault location and section identification in distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 115, p. 65–73, oct 2014.
- GONG, Y.; GUZMAN, A. Integrated fault location system for power distribution feeders. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 49, n. 3, p. 1071–1078, may 2013.
- GOUDARZI, M.; VAHIDI, B.; NAGHIZADEH, R.; HOSSEINIAN, S. Improved fault location algorithm for radial distribution systems with discrete and continuous wavelet analysis. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 67, p. 423–430, may 2015.
- GRAJALES-ESPINAL, C.; MORA-FLÓREZ, J.; PÉREZ-LONDOÑO, S. Advanced fault location strategy for modern power distribution systems based on phase and sequence components and the minimum fault reactance concept. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 140, p. 933–941, nov 2016.
- HERRERA-OROZCO, A.; MORA-FLÓREZ, J.; PÉREZ-LONDOÑO, S. An impedance relation index to predict the fault locator performance considering different load models. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 107, p. 199–205, feb 2014.
- HO, C.-Y.; LEE, T.-E.; LIN, C.-H. Optimal placement of fault indicators using the immune algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 26, n. 1, p. 38–45, feb 2011.
- HOIDALEN, H. K. **ATPDraw**. versão 6.3. <https://www.atpdraw.net/>. Online; acesso em 26 de março de 2020.

- HU, K.; CAI, Y.; CAI, Z.; LI, X.; CEN, B.; CHEN, Y. Fault location method based on structure-preserving state estimation for distribution networks. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), apr 2022.
- HUANG, S.-J. Application of immune-based optimization method for fault-section estimation in a distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 17, n. 3, p. 779–784, jul 2002.
- IEC 61000-4-30:2008. Electromagnetic compatibility (emc) - part 4-30: testing and measurement techniques - power quality measurement methods. **IEC 61000-4-30:2008 (Ed. 2.0)**, 2008.
- IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. **1992 Test Feeder Cases**. 2014. [Http://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/](http://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/). Online; acesso em 24 de maio de 2022.
- IEEE Std 1547-2018. IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. **IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)**, p. 1–138, 2018.
- IEEE Std 1610-2016. IEEE guide for the application of faulted circuit indicators on distribution circuits. **IEEE Std 1610-2016 (Revision of IEEE Std 1610-2007)**, p. 1–26, 2017.
- IEEE Std 3002.3-2018. IEEE recommended practice for conducting short-circuit studies and analysis of industrial and commercial power systems. **IEEE Std 3002.3-2018**, p. 1–184, 2019.
- IEEE Std C37.114-2014. IEEE guide for determining fault location on ac transmission and distribution lines. **IEEE Std C37.114-2014 (Revision of IEEE Std C37.114-2004)**, p. 1–76, 2015.
- JAMALI, S.; BAHMANYAR, A. A new fault location method for distribution networks using sparse measurements. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 81, p. 459–468, oct 2016.
- JAMEI, M.; RAMAKRISHNA, R.; TESHAY, T.; GENTZ, R.; ROBERTS, C.; SCAGLIONE, A.; PEISERT, S. Phasor measurement units optimal placement and performance limits for fault localization. **IEEE Journal on Selected Areas in Communications**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 38, n. 1, p. 180–192, jan 2020.
- JIA, K.; BI, T.; REN, Z.; THOMAS, D. W. P.; SUMNER, M. High frequency impedance based fault location in distribution system with DGs. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 9, n. 2, p. 807–816, mar 2018.
- JIA, K.; YANG, B.; DONG, X.; FENG, T.; BI, T.; THOMAS, D. W. P. Sparse voltage measurement-based fault location using intelligent electronic devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 11, n. 1, p. 48–60, jan 2020.

JIANG, K.; WANG, H.; SHAHIDEHPOUR, M.; HE, B. Block-sparse bayesian learning method for fault location in active distribution networks with limited synchronized measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 36, n. 4, p. 3189–3203, jul 2021.

JIANG, Y. Toward detection of distribution system faulted line sections in real time: A mixed integer linear programming approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 34, n. 3, p. 1039–1048, jun 2019.

KEZUNOVIC, M.; REN, J.; LOTFIFARD, S. **Design, Modeling and Evaluation of Protective Relays for Power Systems**. [S.l.]: Springer International Publishing, 2016.

KRISHNATHEVAR, R.; NGU, E. E. Generalized impedance-based fault location for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 27, n. 1, p. 449–451, jan 2012.

KU, T.-T.; LI, C.-S.; LIN, C.-H.; CHEN, C.-S.; HSU, C.-T. Faulty line-section identification method for distribution systems based on fault indicators. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 57, n. 2, p. 1335–1343, mar 2021.

LEAL, M. M.; COSTA, F. B.; CAMPOS, J. T. L. S. Improved traditional directional protection by using the stationary wavelet transform. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 105, p. 59–69, feb 2019.

LEE, H.-J.; AHN, B.-S.; PARK, Y.-M. A fault diagnosis expert system for distribution substations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 15, n. 1, p. 92–97, 2000.

LEE, S.-J.; CHOI, M.-S.; KANG, S.-H.; JIN, B.-G.; LEE, D.-S.; AHN, B.-S.; YOON, N.-S.; KIM, H.-Y.; WEE, S.-B. An intelligent and efficient fault location and diagnosis scheme for radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 19, n. 2, p. 524–532, apr 2004.

LIANG, R.; FU, G.; ZHU, X.; XUE, X. Fault location based on single terminal travelling wave analysis in radial distribution network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 66, p. 160–165, mar 2015.

LIAO, Y. Generalized fault-location methods for overhead electric distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 26, n. 1, p. 53–64, jan 2011.

LIU, J.; QIN, C.; YU, Y. A comprehensive resilience-oriented FLISR method for distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 12, n. 3, p. 2136–2152, may 2021.

LOTFIFARD, S.; KEZUNOVIC, M.; MOUSAVI, M. J. Voltage sag data utilization for distribution fault location. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 26, n. 2, p. 1239–1246, apr 2011.

_____. A systematic approach for ranking distribution systems fault location algorithms and eliminating false estimates. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 28, n. 1, p. 285–293, jan 2013.

LOVISOLO, L.; FIGUEIREDO, K.; NETO, J. M.; ROCHA, J. dos S.; LAPORTE, L. de M. Location of faults generating short-duration voltage variations in distribution systems regions from records captured at one point and decomposed into damped sinusoids. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 6, n. 12, p. 1225–1234, dec 2012.

MAJIDI, M.; ARABALI, A.; ETEZADI-AMOLI, M. Fault location in distribution networks by compressive sensing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 30, n. 4, p. 1761–1769, aug 2015a.

MAJIDI, M.; ETEZADI-AMOLI, M. A new fault location technique in smart distribution networks using synchronized/nonsynchronized measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 33, n. 3, p. 1358–1368, jun 2018.

MAJIDI, M.; ETEZADI-AMOLI, M.; FADALI, M. S. A novel method for single and simultaneous fault location in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 30, n. 6, p. 3368–3376, nov 2015b.

MARTINS, P. E. T.; OLESKOVICZ, M. Multi-objective optimization aiming to minimize the number of power quality monitors and multiple fault estimations in unbalanced power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 37, n. 2, p. 1315–1323, apr 2022.

MEIER, A. von; CULLER, D.; MCEACHERN, A.; ARGHANDEH, R. Micro-synchrophasors for distribution systems. In: **ISGT 2014**. [S.l.]: IEEE, 2014.

MENEZES, T. S. **Deteção de ilhamento de Geradores Distribuídos utilizando Transformada S e Redes Neurais Artificiais com Máquina de Aprendizado Extremo**. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília, 2022.

MORA-FLOREZ, J.; BARRERA-NUEZ, V.; CARRILLO-CAICEDO, G. Fault location in power distribution systems using a learning algorithm for multivariable data analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 22, n. 3, p. 1715–1721, jul 2007.

MORA-FLÓREZ, J.; MELÉNDEZ, J.; CARRILLO-CAICEDO, G. Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 78, n. 4, p. 657–666, apr 2008.

MORA-FLOREZ, J.; MORALES-ESPANA, G.; PEREZ-LONDONO, S. Learning-based strategy for reducing the multiple estimation problem of fault zone location in radial power systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 3, n. 4, p. 346, 2009.

MORA-FLÓREZ, J. J.; BEDOYA-CADENA, A. F.; HERRERA-OROZCO, R. A. Fault location considering load uncertainty and distributed generation in power distribution systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 9, n. 3, p. 287–295, feb 2015.

MORALES-ESPANA, G.; MORA-FLOREZ, J.; VARGAS-TORRES, H. Elimination of multiple estimation for fault location in radial power systems by using fundamental single-end measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 24, n. 3, p. 1382–1389, jul 2009.

MOTTER, D. **Metodologias de ajuste das proteções anti-ilhamento de geradores distribuídos considerando múltiplos eventos**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

MOUKADEM, A.; ABDESLAM, D. O.; DIETERLEN, A. **Time-Frequency Domain for Segmentation and Classification of Non-Stationary Signals The Stockwell Transform Applied on Bio-Signals and Electric Signals: The stockwell transform applied on bio-signals and electric signals**. [S.l.]: Wiley Sons, Incorporated, John, 2014. 160 p. ISBN 9781118908709.

NOURELDEEN, O.; HAMDAN, I. A novel controllable crowbar based on fault type protection technique for DFIG wind energy conversion system using adaptive neuro-fuzzy inference system. **Protection and Control of Modern Power Systems**, Springer Science and Business Media LLC, v. 3, n. 1, oct 2018.

OROZCO-HENAO, C.; BRETAS, A.; CHOUHY-LEBORGNE, R.; HERRERA-OROZCO, A.; MARÍN-QUINTERO, J. Active distribution network fault location methodology: A minimum fault reactance and fibonacci search approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 84, p. 232–241, jan 2017.

PAITHANKAR, Y.; BHIDE, S. **Fundamentals of Power System Protection**. [S.l.]: Prentice-Hall of India Pvt.Ltd, 2004. ISBN 81-203-2194-4.

PEREIRA, R.; SILVA, L. da; KEZUNOVIC, M.; MANTOVANI, J. Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 24, n. 2, p. 852–862, apr 2009.

PESSOA, A. L. da S.; OLESKOVICZ, M.; MARTINS, P. E. T. Sensibility analysis of a fault location method based on ANN, WPT and decision tree in distribution systems. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Springer Science and Business Media LLC, v. 31, n. 4, p. 990–1000, may 2020.

PHADKE, A. G. **Computer relaying for power systems**. [S.l.]: John Wiley Sons, 2009. ISBN 9780470057131.

PIGNATI, M.; ZANNI, L.; ROMANO, P.; CHERKAOUI, R.; PAOLONE, M. Fault detection and faulted line identification in active distribution networks using synchrophasors-based real-time state estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 32, n. 1, p. 381–392, feb 2017.

POURAHMADI-NAKHLI, M.; SAFAVI, A. A. Path characteristic frequency-based fault locating in radial distribution systems using wavelets and neural networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 26, n. 2, p. 772–781, apr 2011.

PRIKLER, L.; HOIDALEN, H. K. **Manual do usuário do ATPDraw - versão 5.6**. [S.l.], 2009.

- RAZZAGHI, R.; LUGRIN, G.; MANESH, H. M.; ROMERO, C.; PAOLONE, M.; RACHIDI, F. An efficient method based on the electromagnetic time reversal to locate faults in power networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 28, n. 3, p. 1663–1673, jul 2013.
- RECHE, E. A.; SOUSA, J. V. de; COURY, D. V.; FERNANDES, R. A. S. Data mining-based method to reduce multiple estimation for fault location in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 10, n. 4, p. 3612–3619, jul 2019.
- ROBSON, S.; HADDAD, A.; GRIFFITHS, H. Fault location on branched networks using a multiended approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 29, n. 4, p. 1955–1963, aug 2014.
- SADEH, J.; BAKHSHIZADEH, E.; KAZEMZADEH, R. A new fault location algorithm for radial distribution systems using modal analysis. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 45, n. 1, p. 271–278, feb 2013.
- SAHA, M. M. **Fault location on power networks**. [S.l.]: Springer, 2010. 425 p. ISBN 9781848828858.
- SALIM, R.; OLIVEIRA, K. de; FILOMENA, A.; RESENER, M.; BRETAS, A. Hybrid fault diagnosis scheme implementation for power distribution systems automation. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 23, n. 4, p. 1846–1856, oct 2008.
- SALIM, R.; RESENER, M.; FILOMENA, A.; OLIVEIRA, K. R. C. de; BRETAS, A. Extended fault-location formulation for power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 24, n. 2, p. 508–516, apr 2009.
- SALIM, R.; SALIM, K.; BRETAS, A. Further improvements on impedance-based fault location for power distribution systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 5, n. 4, p. 467, 2011.
- SANTOS, G. G.; MENEZES, T. S.; VIEIRA, J. C. M.; BARRA, P. H. A. An s-transform based approach for fault detection and classification in power distribution systems. In: **2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S.l.]: IEEE, 2019.
- SATO, F. **Análise de Curto-circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia Elétrica**. [S.l.]: CAMPUS - GRUPO ELSEVIER, 2014. ISBN 978-85-352-6886-7.
- SAU, R. F.; DARDENGO, V. P.; ALMEIDA, M. C. de. Allocation of fault indicators in distribution feeders containing distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 179, p. 106060, feb 2020.
- SENGER, E.; MANASSERO, G.; GOLDEMBERG, C.; PELLINI, E. Automated fault location system for primary distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 20, n. 2, p. 1332–1340, apr 2005.
- SHAFIULLAH, M.; ABIDO, M. A. S-Transform Based FFNN Approach for Distribution Grids Fault Detection and Classification. **IEEE Access**, v. 6, p. 8080–8088, 2018. ISSN 2169-3536.

- SHAFIULLAH, M.; ABIDO, M. A.; AL-HAMOUZ, Z. Wavelet-based extreme learning machine for distribution grid fault location. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 11, n. 17, p. 4256–4263, nov 2017.
- SHI, S.; ZHU, B.; LEI, A.; DONG, X. Fault location for radial distribution network via topology and reclosure-generating traveling waves. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 10, n. 6, p. 6404–6413, nov 2019.
- SHIFFLER, R. E. Maximum z scores and outliers. **The American Statistician**, Informa UK Limited, v. 42, n. 1, p. 79–80, feb 1988.
- SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. [S.l.]: Taylor Francis Group, 2018. 898 p. ISBN 9781315215556.
- SONODA, D.; SOUZA, A. Z. de; SILVEIRA, P. M. da. Fault identification based on artificial immunological systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 156, p. 24–34, mar 2018.
- STOCKWELL, R.; MANSINHA, L.; LOWE, R. Localization of the complex spectrum: the s transform. **IEEE Transactions on Signal Processing**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 44, n. 4, p. 998–1001, apr 1996.
- STREZOSKI, L.; STEFANI, I.; BEKUT, D. Novel method for adaptive relay protection in distribution systems with electronically-coupled DERs. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 116, p. 105551, mar 2020.
- SUN, K.; CHEN, Q.; GAO, Z. An automatic faulted line section location method for electric power distribution systems based on multisource information. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 31, n. 4, p. 1542–1551, aug 2016.
- TAN, L.; JIANG, J. **Digital Signal Processing Fundamentals and Applications: Fundamentals and applications**. [S.l.]: Elsevier Science Technology, 2018. 920 p. ISBN 9780128150719.
- TAN, R. H. G.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K. Numerical model framework of power quality events. **European journal of scientific research**, v. 43, p. 30–47, 2010.
- TENG, J.-H.; HUANG, W.-H.; LUAN, S.-W. Automatic and fast faulted line-section location method for distribution systems based on fault indicators. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 29, n. 4, p. 1653–1662, jul 2014.
- THUKARAM, D.; KHINCHA, H.; VIJAYNARASIMHA, H. Artificial neural network and support vector machine approach for locating faults in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 20, n. 2, p. 710–721, apr 2005.
- TOMAR, A.; KANDARI, R. **Advances in Smart Grid Power System Network, Control and Security: Network, control and security**. [S.l.]: Elsevier Science Technology, 2020. ISBN 9780128243374.

- TOMIC, J. J.; KUSLJEVIC, M. D.; VUJICIC, V. V. A new power system digital harmonic analyzer. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 22, n. 2, p. 772–780, apr 2007.
- TRINDADE, F. C. L. **Desenvolvimento de metodologias para localização de defeitos em sistemas de distribuição com medidores inteligentes**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.
- TRINDADE, F. C. L.; FREITAS, W. Low voltage zones to support fault location in distribution systems with smart meters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 8, n. 6, p. 2765–2774, nov 2017.
- TRINDADE, F. C. L.; FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M. Fault location in distribution systems based on smart feeder meters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 29, n. 1, p. 251–260, feb 2014.
- UDDIN, Z.; AHMAD, A.; QAMAR, A.; ALTAF, M. Recent advances of the signal processing techniques in future smart grids. **Human-centric Computing and Information Sciences**, Springer Science and Business Media LLC, v. 8, n. 1, jan 2018.
- USMAN, M. U.; FARUQUE, M. O. Validation of a PMU-based fault location identification method for smart distribution network with photovoltaics using real-time data. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 12, n. 21, p. 5824–5833, nov 2018.
- VADARI, S. **Electric Systems Operations: Evolution to the modern grid**, second edition. [S.l.]: Artech House, 2020. ISBN 9781630816889.
- WANG, C.; PANG, K.; SHAHIDEHPOUR, M.; WEN, F. MILP-based fault diagnosis model in active power distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 12, n. 5, p. 3847–3857, sep 2021.
- WANG, Z.; RAZZAGHI, R.; PAOLONE, M.; RACHIDI, F. Time reversal applied to fault location in power networks: Pilot test results and analyses. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 114, p. 105382, jan 2020.
- WANHAMMAR, L. **Analog Filters using MATLAB**. [S.l.]: Springer-Verlag US, 2009. ISBN 9780387927664.
- XU, Y.; ZHAO, C.; XIE, S.; LU, M. Novel fault location for high permeability active distribution networks based on improved VMD and s-transform. **IEEE Access**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 9, p. 17662–17671, 2021.
- YANG, B.; JIA, K.; LIU, Q.; ZHENG, L.; BI, T. Faulted line-section location in distribution system with inverter-interfaced DGs using sparse meters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 14, n. 1, p. 413–423, jan 2023.
- YE, L.; YOU, D.; YIN, X.; WANG, K.; WU, J. An improved fault-location method for distribution system using wavelets and support vector regression. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 55, p. 467–472, feb 2014.

- ZHANG, J.; HE, Z.; LIN, S.; ZHANG, Y.; QIAN, Q. An ANFIS-based fault classification approach in power distribution system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 49, p. 243–252, jul 2013.
- ZHANG, T.; YU, H.; ZENG, P.; SUN, L.; SONG, C.; LIU, J. Single phase fault diagnosis and location in active distribution network using synchronized voltage measurement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 117, p. 105572, may 2020.
- ZHANG, Z.; RAO, B. D. Sparse signal recovery with temporally correlated source vectors using sparse bayesian learning. **IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 5, n. 5, p. 912–926, sep 2011.
- ZHAO, M.; BARATI, M. A real-time fault localization in power distribution grid for wildfire detection through deep convolutional neural networks. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 57, n. 4, p. 4316–4326, jul 2021.
- ZHU, J.; LUBKEMAN, D.; GIRGIS, A. Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 12, n. 2, p. 801–809, apr 1997.

ALGORITMO BAYESIANO T-MSBL

A técnica de *compressive sensing* é muito efetiva na reconstrução de um sinal esparso, isto é, com poucos elementos não-nulos, a partir de um pequeno número de medições lineares (MAJIDI *et al.*, 2015a; JIANG *et al.*, 2021). Considere o modelo matemático dado em (A.1). O vetor esparso \mathbf{x} é estimado a partir de uma matriz dicionária conhecida Φ relacionada com o vetor de medições \mathbf{y} . Para garantir uma única solução global, o número de elementos de \mathbf{x} não-nulos deve ser menor do que um limiar (em casos sem ruídos) (ZHANG; RAO, 2011).

$$\mathbf{y} = \Phi \mathbf{x} + \mathbf{v} \quad (\text{A.1})$$

em que $\mathbf{y} \in \mathbb{R}^{N \times 1}$ e $\Phi \in \mathbb{R}^{N \times M}$ ($N \ll M$).

O fundamento da teoria de *compressive sensing* é minimizar as diferenças entre \mathbf{y} e $\Phi \mathbf{x}$ (i.e., minimizar \mathbf{v}) obedecendo uma restrição de esparsidade, que significa o número de elementos não-nulos que deveria ser minimizado. Essa relação entre a minimização estabelecida e a restrição condicionada é dada por um coeficiente de regularização ρ . Dentre os algoritmos propostos na literatura para estimação de \mathbf{x} , como modelado em (A.1), a classe de algoritmos de aprendizagem Bayesiana tem sido um destaque devido ao seu bom desempenho na reconstrução do sinal. A razão disso é que esses algoritmos contam com uma matriz perceptiva, a qual tem uma forte correlação entre as colunas e uma forte tendência de obter uma solução esparsa, além de possuir habilidade antirruídos (JIA *et al.*, 2020). A ideia da aprendizagem Bayesiana é, a partir de uma estimativa probabilística de máxima verossimilhança, definida pelo termo em inglês *maximum a posterior* (MAP) *estimate*, obter a solução de \mathbf{x} (JIA *et al.*, 2020; ZHANG; RAO, 2011).

Dentre os algoritmos bayesianos, nesta tese, optou-se pelo algoritmo T-MSBL, originalmente proposto em Zhang e Rao (2011), para a estimação do vetor de corrente de falta esparso. Portanto, daqui em diante, essa referência é usada como base para a sua

descrição. O T-MSBL foi desenvolvido com o objetivo de transformar um modelo de vetores de múltiplas medições em um vetor de única medição, mas com um maior grau de celeridade do que uma versão anterior para um vetor de medição única chamada T-SBL. Nesse sentido, a explicação que se segue acerca deste algoritmo será feita considerando (A.2). Ressalta-se, porém, que o algoritmo em questão pode ser usado para o modelo de uma única medição, como são os casos de estimações dos vetores de correntes de faltas desta tese. Para a solução de um modelo de vetores de múltiplas medições, assume-se que os índices de entradas não-nulas das colunas de \mathbf{X} são idênticos.

$$\mathbf{Y} = \Phi \mathbf{X} + \mathbf{V} \quad (\text{A.2})$$

em que $\mathbf{Y} \triangleq [\mathbf{Y}_1, \mathbf{Y}_2, \dots, \mathbf{Y}_i, \dots, \mathbf{Y}_L] \in \mathbb{R}^{N \times L}$ é uma matriz de medições disponíveis consistindo de L vetores de medições desconhecidos, $\mathbf{X} \triangleq [\mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \dots, \mathbf{X}_i, \dots, \mathbf{X}_L] \in \mathbb{R}^{M \times L}$ é um matriz de fontes desconhecidas (ou matriz de solução) com cada linha representando uma possível fonte e \mathbf{V} é uma matriz de ruídos desconhecida.

Primeiro, para o algoritmo T-SBL, assume-se que todas as fontes \mathbf{X}_i são mutualmente independentes e a densidade de cada \mathbf{X}_i é gaussiana, dada por (A.3). Nessa equação, γ_i é um hiperparâmetro não-negativo que controla a esparsidade das linhas de X e \mathbf{B}_i é uma matriz definida positiva que captura as correlações de \mathbf{X}_i e precisa ser estimada. Similarmente, assume-se que os elementos de \mathbf{V} são independentes e cada um deles tem uma densidade probabilística gaussiana, isto é, $p(v_i) \sim N(0, \lambda)$, em que v_i é o i -ésimo elemento em \mathbf{v} e λ é a variância.

$$p(\mathbf{X}_i; \gamma_i, \mathbf{B}_i) \sim N(0, \gamma_i \mathbf{B}_i), i = 1, \dots, M \quad (\text{A.3})$$

Considerando $\mathbf{y} = \text{vec}(\mathbf{Y}^T) \in \mathbb{R}^{NL \times 1}$, $\mathbf{D} = \Phi \otimes \mathbf{I}_L$ e $\mathbf{x} = \text{vec}(\mathbf{X}^T) \in \mathbb{R}^{ML \times 1}$, em que $\text{vec}(A)$ cria um vetor de colunas a partir do empilhamento das colunas da matriz \mathbf{A} e $\mathbf{A} \otimes \mathbf{B}$ é o produto de Kronecker de duas matrizes \mathbf{A} e \mathbf{B} (veja (A.4)), o modelo de (A.2) é transformado em um modelo de medição única, como dado em (A.5).

$$\mathbf{A}_{m \times n} \otimes \mathbf{B}_{p \times q} = \begin{bmatrix} a_{11} \mathbf{B} & a_{12} \mathbf{B} & \cdots & a_{1n} \mathbf{B} \\ a_{21} \mathbf{B} & a_{22} \mathbf{B} & \cdots & a_{2n} \mathbf{B} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} \mathbf{B} & a_{m2} \mathbf{B} & & a_{mn} \mathbf{B} \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{D} \mathbf{x} + \mathbf{v} \quad (\text{A.5})$$

Então, primeiramente, assumindo que os elementos no vetor \mathbf{v} de ruídos são independentes, o antecedente de \mathbf{x} é dado por (A.6). Então, a densidade probabilística de predição

pode ser obtida pela regra de Bayes, como dado em (A.7), cuja média e variância são dadas em (A.8) e (A.9).

$$p(\mathbf{x}; \gamma_i, \mathbf{B}_i, \forall i) \sim N(0, \boldsymbol{\Sigma}_0), \quad \boldsymbol{\Sigma}_0 = \begin{bmatrix} \gamma_1 \beta_{\mathbf{1}} & & \\ & \ddots & \\ & & \gamma_M \beta_{\mathbf{M}} \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

$$p(\mathbf{x}|\mathbf{y}; \lambda, \gamma_i k, \forall i) = N_x(\mu_{\mathbf{x}}, \boldsymbol{\Sigma}_{\mathbf{x}}) \quad (\text{A.7})$$

$$\mu_{\mathbf{x}} = \frac{1}{\lambda} \boldsymbol{\Sigma}_{\mathbf{x}} \mathbf{D}^T \mathbf{y} \quad (\text{A.8})$$

$$\boldsymbol{\Sigma}_{\mathbf{x}} = \left(\boldsymbol{\Sigma}_0^{-1} + \frac{1}{\lambda} \mathbf{D}^T \mathbf{y} \right) \quad (\text{A.9})$$

Finalmente, a estimação MAP de \mathbf{x} é dada por (A.10). Note que os blocos esparsos de \mathbf{x}^* são controlados pelos γ_i 's em $\boldsymbol{\Sigma}_0$. Durante o processo de aprendizagem seguindo a abordagem probabilística, quando γ_k é igual à zero (na prática, é muito pequeno, menor que de 10^{-5} , por exemplo), o k -ésimo bloco associado a \mathbf{x}^* torna-se zero e os vetores $\Phi_k \otimes I_L$ são podados.

$$\mathbf{x}^* \triangleq \mu_{\mathbf{x}} = \left(\lambda \boldsymbol{\Sigma}_0^{-1} + \mathbf{D}^T \mathbf{D} \right)^{-1} \mathbf{D}^T \mathbf{y} = \boldsymbol{\Sigma}_0 \mathbf{D}^T \left(\lambda \mathbf{I} + \mathbf{D} \boldsymbol{\Sigma}_0 \mathbf{D}^T \right)^{-1} \mathbf{y} \quad (\text{A.10})$$

Antes de estimar os hiperparâmetros, nota-se que uma matriz diferente \mathbf{B}_i é assumida para cada fonte \mathbf{x}_i , o que resultará em *overfitting*, devido a limitação de dados e a grande quantidade de parâmetros. Para evitar esse problema, considera-se uma matriz definida positiva \mathbf{B} para todas as matrizes de covariâncias das fontes. Assim, $\boldsymbol{\Sigma}_0 = \boldsymbol{\Gamma} \otimes \mathbf{B}$, em que $\boldsymbol{\Gamma} \triangleq \text{diag}(\gamma_1, \dots, \gamma_M)$.

Assim prosseguindo, a estimação dos hiperparâmetros $\Theta = \{\gamma_1, \dots, \gamma_M, \mathbf{B}, \lambda\}$ pode ser feita via processo de probabilidade máxima do Tipo II. Isso envolve marginalizar os pesos de \mathbf{x} e, em seguida, realizar a estimativa de máxima verossimilhança. Neste caso, o objetivo é maximizar $p(\mathbf{y}; \Theta)$, que é equivalente a minimizar $-\log p(\mathbf{y}; \Theta)$, alcançando a função objetivo (A.11).

$$\mathcal{L}(\Theta) = \mathbf{y}^T \boldsymbol{\Sigma}_y^{-1} \mathbf{y} + \log |\boldsymbol{\Sigma}_y|, \quad \boldsymbol{\Sigma}_y \triangleq \lambda \mathbf{I} + \mathbf{D} \boldsymbol{\Sigma}_0 \mathbf{D}^T \quad (\text{A.11})$$

Após algumas deduções, as aprendizagens dos hiperparâmetros γ_i , \mathbf{B} e λ , são dadas por (A.12), (A.13) e (A.14), respectivamente.

$$\gamma_i \leftarrow \frac{\text{Tr} \left[\mathbf{B}^{-1} \left(\boldsymbol{\Sigma}_x^i + \boldsymbol{\mu}_x^i \left(\boldsymbol{\mu}_x^i \right)^T \right) \right]}{L}, \quad i = 1, \dots, M. \quad (\text{A.12})$$

$$\mathbf{B} \leftarrow \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \frac{\boldsymbol{\Sigma}_x^i + \boldsymbol{\mu}_x^i \left(\boldsymbol{\mu}_x^i \right)^T}{\gamma_i} \quad (\text{A.13})$$

$$\lambda \leftarrow \frac{\|\mathbf{y} - \mathbf{D}\boldsymbol{\mu}_x\|_2^2 + \hat{\lambda} [ML - \text{Tr}(\boldsymbol{\Sigma}_x \boldsymbol{\Sigma}_0)]}{NL} \quad (\text{A.14})$$

em que $\text{Tr}(\mathbf{A})$ denota o traço de uma matriz \mathbf{A} e $\hat{\lambda}$ denota o λ estimado na iteração anterior.

Para os algoritmos MSBL/T-SBL, existe a relação estabelecida em (A.15), a qual indica que um valor não zero de λ e valores apropriados dos N hiperparâmetros γ_i não-nulos fazem uma contribuição idêntica na matriz de covariância $\boldsymbol{\Sigma}_y$. Ressalta-se que, na prática, desde que \mathbf{B} não seja uma matriz identidade exata, λ não pode contribuir identicamente a $\boldsymbol{\Sigma}_y$.

$$\left(\lambda \mathbf{I}_{NL} + \mathbf{D}\boldsymbol{\Sigma}_0\mathbf{D}^T \right)^{-1} = \left(\lambda \mathbf{I}_{NL} + \left(\boldsymbol{\Phi}\boldsymbol{\Gamma}\boldsymbol{\Phi}^T \right) \otimes \mathbf{B} \right)^{-1} \quad (\text{A.15})$$

As equações apresentadas anteriormente em (A.12), (A.13) e (A.14) são para o algoritmo T-SBL. Entretanto, como já mencionado, nesta tese foi usado o algoritmo T-MSBL. Este algoritmo é uma extensão temporal do algoritmo MSBL, o qual é derivado como segue em (A.16), (A.17), (A.18).

$$\boldsymbol{\Xi}_x = \left(\boldsymbol{\Gamma}^{-1} + \frac{1}{\lambda} \boldsymbol{\Phi}^T \boldsymbol{\Phi} \right)^{-1}, \quad \boldsymbol{\Gamma} \triangleq (\gamma_1, \dots, \gamma_M) \quad (\text{A.16})$$

$$\mathbf{X} = \boldsymbol{\Gamma}\boldsymbol{\Phi}^T \left(\lambda \mathbf{I} + \boldsymbol{\Phi}\boldsymbol{\Gamma}\boldsymbol{\Phi}^T \right)^{-1} \mathbf{Y} \quad (\text{A.17})$$

$$\gamma_i = \frac{1}{L} \|\mathbf{X}_i\|_2^2 + (\boldsymbol{\Xi}_x)_{ii} \quad (\text{A.18})$$

em que $\|\mathbf{X}_i\|_2$ denota a norma l_2 do vetor \mathbf{X}_i .

De modo a diminuir a complexidade do algoritmo MSBL, aproximando-o do algoritmo T-SBL, adota-se a aproximação de (A.15) em (A.19), a qual é exata quando $\lambda = 0$ ou $\mathbf{B} = \mathbf{I}_L$. De acordo com os teses de [Zhang e Rao \(2011\)](#), esta aproximação é também apropriada para outras condições com alta e baixa correlação de SNR.

$$\left(\lambda \mathbf{I}_{NL} + \mathbf{D}\boldsymbol{\Sigma}_0\mathbf{D}^T \right)^{-1} \approx \left(\lambda \mathbf{I}_{NL} + \left(\boldsymbol{\Phi}\boldsymbol{\Gamma}\boldsymbol{\Phi}^T \right) \right)^{-1} \otimes \mathbf{B}^{-1} \quad (\text{A.19})$$

A partir da aproximação (A.19), a regra de aprendizagem γ_i é definida como (A.20). Por sua vez, a regra de aprendizagem de \mathbf{B} é simplificada como (A.21), na qual $\|\tilde{\mathbf{B}}\|_F$ é a norma de Frobenius da matriz \mathbf{B} . Em caso de ruídos, visando uma melhor performance, $\tilde{\mathbf{B}}$ é modificado em (A.21) pela adição de um item de regularização dado por $\eta\mathbf{I}$, em que η é definido positivo. Similarmente, a regra de aprendizagem de λ é dada por (A.22).

$$\gamma_i \leftarrow \frac{1}{L} \mathbf{X}_i \mathbf{B}^{-1} \mathbf{X}_i^T + (\boldsymbol{\Xi}_x)_{ii}, \forall i \quad (\text{A.20})$$

$$\mathbf{B} \leftarrow \frac{\tilde{\mathbf{B}}}{\|\tilde{\mathbf{B}}\|_F}, \quad \tilde{\mathbf{B}} \leftarrow \sum_{i=1}^M \frac{\mathbf{X}_i^T \mathbf{X}_i}{\gamma_i} \quad (\text{A.21})$$

$$\lambda \leftarrow \frac{1}{NL} \|\mathbf{Y} - \boldsymbol{\Phi} \mathbf{X}\|_F^2 + \frac{\lambda}{N} \text{Tr} \left[\boldsymbol{\Phi} \boldsymbol{\Gamma} \boldsymbol{\Phi}^T (\lambda \mathbf{I} + \boldsymbol{\Phi} \boldsymbol{\Gamma} \boldsymbol{\Phi}^T)^{-1} \right] \quad (\text{A.22})$$

Em suma, o algoritmo T-MSBL é constituído pelas equações definidas em (A.16), (A.17), (A.20), (A.21) e (A.22). Note que $\mathbf{X}_i \mathbf{B}^{-1} \mathbf{x}_i^T$ é a distância quadrada de Mahalanobis entre \mathbf{X}_i e sua média (um vetor de zeros). O algoritmo T-MBSL pode ser entendido como uma extensão do algoritmo MSBL pela substituição da norma l_2 imposta em cada fonte pela distância de Mahalanobis medida.

GERADORES DISTRIBUÍDOS SÍNCRONOS

Os dois geradores distribuídos síncronos (GS1 e GS2) desta tese foram modelados utilizando-se do modelo de máquina síncrona disponibilizado pelo ATP (HOIDALEN, versão 6.3). Os dados do GS1 e do GS2 foram extraídos de Motter (2019) e estão listados na Tabela 42.

Tabela 42 – Parâmetros dos geradores síncronos

	Parâmetros do GS1	Parâmetros do GS2
Potência nominal	1,112 MVA	0,250 MVA
Tensão nominal	0,480 kV	0,220 kV
Frequência nominal	60 Hz	60 Hz
Velocidade nominal	1200 rpm	1200 rpm
Número de pares de polos	3	3
Resistência do estator (R_s)	0,027 p.u.	0,027 p.u.
Resistência de dispersão (X_l)	0,1 p.u.	0,1 p.u.
Reatância síncrona segundo o eixo direto (X_d)	2,081 p.u.	2,081 p.u.
Reatância síncrona segundo o eixo em quadratura (X_q)	1,144 p.u.	1,144 p.u.
Reatância transitória segundo o eixo direto (X'_d)	0,295 p.u.	0,295 p.u.
Reatância transitória segundo o eixo em quadratura (X'_q)	0,2795 p.u.	0,2795 p.u.
Reatância subtransitória segundo o eixo direto (X''_d)	0,193 p.u.	0,193 p.u.
Reatância subtransitória segundo o eixo em quadratura (X''_q)	0,183 p.u.	0,183 p.u.
Constante de tempo transitória de eixo direto (T_{do})	3,007 s	3,007 s
Constante de tempo transitória de eixo em quadratura (T_{qo})	1,592 s	1,592 s
Constante de tempo subtransitória de eixo direto (T'_{do})	0,0153 s	0,0153 s
Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura (T'_{qo})	0,0081 s	0,0081 s
Reatância de Canay (X_{CAN})	0,1 p.u.	0,1 p.u.
Constante de inércia (H)	0,4182 s	0,4182 s
Momento de inércia (J)	$5,889780144 \cdot 10^{-5}$ M-Kg-m ²	$1,32414122 \cdot 10^{-5}$ M-Kg-m ²

Fonte: Motter (2019, p. 209).

Ambos os geradores foram simulados operando no modo de injeção constante de potência ativa, usando os controles de excitação e de velocidade de Menezes (2019). Conforme o diagrama da malha de controle de excitação do GS da Figura 19, o controle de injeção de potência reativa é definido pela variável Q igual a 1 e é feito por meio do uso de um controlador PID. Por sua vez, a saída desse controlador, é utilizada pelo controle de excitação. De modo similar, conforme o diagrama da malha de controle da velocidade do GS da Figura 20, o controle de injeção de potência ativa é definido pela variável P igual a

1 e, novamente, é realizado por meio de um controlador PID. Os valores dos parâmetros do regulador de excitação e do regulador de velocidade, bem como os ganhos dos controles PID (K_p , K_i e K_d), estão apresentados nas Tabelas 43 e 44.

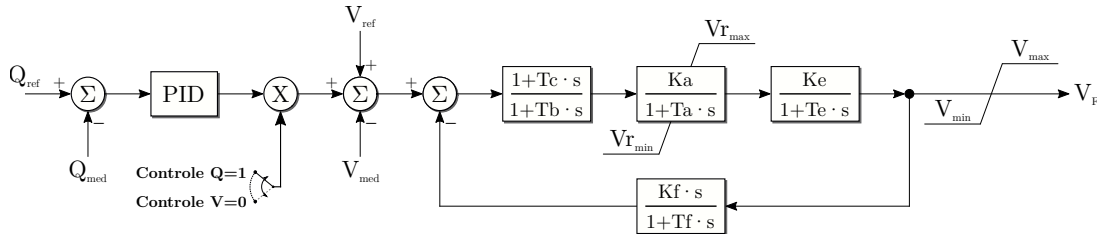


Figura 19 – Malha do regulador de excitação para o controle de tensão e potência reativa do GS

Fonte: Menezes (2019, p. 41).

Na Figura 19,

Q_{ref} é a potência reativa de referência;

Q_{med} é a potência reativa medida;

V_{ref} é a tensão de referência;

V_{med} é a tensão de terminal após a filtragem;

Tc é a constante de tempo de derivação para redução de transitório;

Tb é a constante de tempo de integração para redução de transitório;

Ka é o ganho do regulador;

Ke é o ganho da excitatriz;

Kf é o ganho de amortecimento;

Tf é o constante de tempo de amortecimento;

Vr_{min} é o limite inferior da saída do regulador;

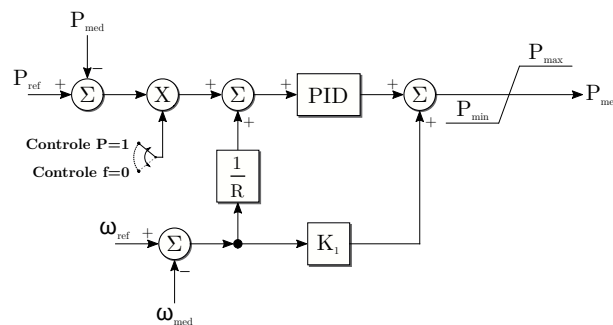
Vr_{max} é o limite superior da saída do regulador;

V_{min} é o limite inferior da tensão de saída da excitatriz;

V_{max} é o limite superior da tensão de saída da excitatriz; e

V_F é a tensão ao enrolamento do campo.

Figura 20 – Malha do regulador de velocidade para o controle de frequência e potência ativa do GS



Fonte: Menezes (2019, p. 42).

Na Figura 20,

P_{ref} é a potência ativa de referência;

P_{med} é a potência ativa medida;

ω_{ref} é a velocidade angular de referência;

ω_{med} é a velocidade angular medida;

R é o ganho referente a queda de velocidade da máquina;

K_1 é o ganho de malha direta; e

P_{mec} é a potência mecânica aplicada no eixo da máquina geradora.

Tabela 43 – Parâmetros dos reguladores de excitação dos GS

	Parâmetro do GS1	Parâmetro do GS2
Tc	0	0
Tb	0	0
Ka	300	120
Ta	0,001 s	0,0001 s
Ke	1	1
Te	0	0
Kf	0,001	0,001
Tf	0,1	0,1
Vr_{min}	-1	-1
Vr_{max}	5	5
$Vmin$	-1	-1
$Vmax$	5	3

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 44 – Parâmetros dos reguladores de velocidades dos GS

	Parâmetro do GS1	Parâmetro do GS2
R	0,05	0,05
K_1	1	1
K_p	7	0,01
K_i	12	0,5
K_d	0,005	0,0001
P_{min}	0 p.u.	0 p.u.
P_{max}	3 p.u.	0,25 p.u.

Fonte: Elaborada pelo autor.

PERFIS DE CARGAS

Para considerar a variação no perfil de carga, ao longo de várias simulações desta tese foi considerado a desconexão ou conexão de cargas distribuídas (DL, de *distributed load*), de cargas concentradas (SL, de *spot load*) e de banco de capacitores (BC). O tempo de conexão e desconexão de cada uma dessas cargas é exibido nas Tabelas 45 e 46 subsequentes.

Tabela 45 – Mudança no perfil de carga das simulações de faltas do SD de 34 barras sem conexão de GD

Cargas DL alteradas	Cargas SL/BC alteradas
DL1 desconectada em 1,01 segundo	
DL3 desconectada em 6,12 segundos	
DL3 conectada em 7,46 segundos	
DL3 desconectada em 9,65 segundos	SL1 desconectada em 1,50 segundo
DL4 desconectada em 1,29 segundos	SL1 conectada em 2,65 segundos
DL5 desconectada em 5,75 segundos	SL2 desconectada em 7,23 segundos
DL5 conectada em 6,55 segundos	SL3 desconectada em 5,60 segundos
DL6 desconectada em 9,26 segundos	SL3 conectada em 6,11 segundos
DL8 desconectada em 2,89 segundos	SL4 desconectada em 6,51 segundos
DL9 desconectada em 1,40 segundo	SL5 desconectada em 2,49 segundos
DL11 desconectada em 9,93 segundos	SL5 conectada em 4,27 segundos
DL12 desconectada em 7,25 segundos	SL6 desconectada em 1,65 segundo
DL13 desconectada em 4,53 segundos	SL6 conectada em 4,91 segundos
DL13 conectada em 5,95 segundos	SL6 desconectada em 5,50 segundos
DL13 desconectada em 6,26 segundos	SL6 conectada em 7,97 segundos
DL13 conectada em 7,25 segundos	BC1 desconectada em 2,11 segundos
DL14 desconectada em 4,92 segundos	BC1 conectada em 4,29 segundos
DL14 conectada em 5,06 segundos	BC1 desconectada em 7,39 segundos
DL15 desconectada em 2,29 segundos	BC2 desconectada em 6,69 segundos
DL16 desconectada em 6,20 segundos	
DL19 desconectada em 6,79 segundos	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 46 – Mudança no perfil de carga das simulações de faltas do SD de 34 barras com conexão de GD

Cargas DL alteradas	Cargas SL/BC alteradas
DL1 desconectada em 6,75 segundos	
DL1 conectada em 18,06 segundos	
DL1 desconectada em 20,72 segundos	
DL2 desconectada em 12,14 segundos	
DL2 conectada em 14,59 segundos	
DL2 desconectada em 19,46 segundos	
DL3 desconectada em 9,22 segundos	
DL3 conectada em 13,54 segundos	
DL3 desconectada em 17,94 segundos	
DL3 conectada em 20,65 segundos	
DL4 desconectada em 19,87 segundos	SL1 desconectada em 6,33 segundos
DL4 conectada em 21,38 segundos	SL1 conectada em 9,72 segundos
DL6 desconectada em 13,92 segundos	SL1 desconectada em 12,41 segundos
DL6 conectada em 18,17 segundos	SL1 conectada em 13,92 segundos
DL7 desconectada em 10,41 segundos	SL1 desconectada em 20,07 segundos
DL7 conectada em 14,77 segundos	SL2 desconectada em 11,38 segundos
DL7 desconectada em 20,34 segundos	SL2 conectada em 19,90 segundos
DL8 desconectada em 12,85 segundos	SL2 desconectada em 20,19 segundos
DL9 desconectada em 10,68 segundos	SL3 desconectada em 6,41 segundos
DL9 conectada em 14,14 segundos	SL3 conectada em 9,00 segundos
DL9 desconectada em 17,41 segundos	SL4 desconectada em 21,54 segundos
DL10 desconectada em 10,55 segundos	SL5 desconectada em 10,93 segundos
DL10 conectada em 11,77 segundos	SL5 conectada em 11,58 segundos
DL10 desconectada em 20,74 segundos	SL5 desconectada em 17,26 segundos
DL11 desconectada em 9,46 segundos	SL5 conectada em 18,89 segundos
DL11 conectada em 18,40 segundos	SL6 desconectada em 14,01 segundos
DL12 desconectada em 12,09 segundos	SL6 conectada em 18,22 segundos
DL12 conectada em 21,55 segundos	SL6 desconectada em 19,71 segundos
DL13 desconectada em 10,61 segundos	BC1 desconectada em 9,28 segundos
DL13 conectada em 17,46 segundos	BC1 conectada em 11,15 segundos
DL14 desconectada em 20,58 segundos	BC1 desconectada em 13,3 segundos
DL15 desconectada em 14,18 segundos	BC1 conectada em 19,63 segundos
DL17 desconectada em 6,32 segundos	BC1 desconectada em 21,02 segundos
DL17 conectada em 9,22 segundos	
DL17 desconectada em 17,33 segundos	
DL17 conectada em 21,55 segundos	
DL18 desconectada em 9,22 segundos	
DL18 conectada em 10,40 segundos	
DL18 desconectada em 11,99 segundos	
DL19 desconectada em 9,98 segundos	
DL19 conectada em 14,49 segundos	
DL19 desconectada em 19,98 segundos	
DL19 conectada em 21,53 segundos	

Fonte: Elaborada pelo autor.

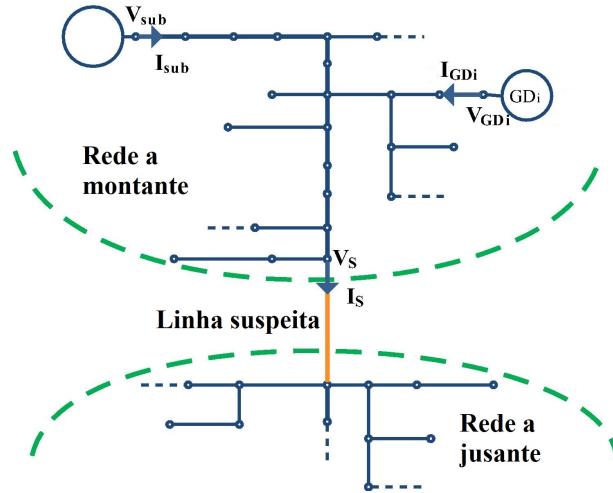
DESCRIÇÃO DO MÉTODO DE IMPEDÂNCIA

O método de impedância considerado nesta tese foi implementado de acordo com a publicação de Bahmanyar e Jamali (2017) e está descrito na sequência. Este método é baseado em um algoritmo de fluxo de carga iterativo calculado a partir das medições de tensões e correntes da subestação e de medições de correntes das unidades de GD. A contribuição de corrente de cada unidade de GD para a falta é considerada por uma fonte de injeção de corrente.

A investigação da linha faltosa é feita para todas as linhas do SD. Para tanto, conforme mostra a Figura 21, a partir da linha suspeita, a rede de distribuição é dividida em rede a montante e rede a jusante. Para a rede a jusante, admitem-se, inicialmente, tensões nodais iguais às tensões da subestação e calculam-se então as correntes de cargas por meio do fluxo de carga por varredura (do inglês, *backward/forward*). Após a execução do fluxo de carga, as correntes totais (das fases A, B e C) das cargas da rede a jusante $\dot{\mathbf{I}}_r$ são calculadas. De forma análoga, procede-se os cálculos das tensões nodais e das correntes de carga da rede a montante. São calculadas, então, as tensões e as correntes da linha sob investigação ($\dot{\mathbf{V}}_s$ e $\dot{\mathbf{I}}_s$).

Considerando o diagrama da Figura 22, assume-se, inicialmente, que a distância da falta d na linha faltosa é zero e, então, calculam-se as tensões do ponto de falta $\dot{\mathbf{V}}_f$ de acordo com (D.1). Posteriormente, recalculam-se as correntes $\dot{\mathbf{I}}_r$ por meio do fluxo de carga para rede a jusante usando as tensões $\dot{\mathbf{V}}_f$ ora obtidas e, em seguimento, calculam-se as correntes de falta $\dot{\mathbf{I}}_f$ usando (D.2). Finalmente, calcula-se a nova distância de falta d como em (D.3), em que os subíndices alfabéticos i e r indicam, respectivamente, a parte real e imaginária das variáveis envolvidas na equação. Esse procedimento é iterativo e deve ser repetido até a convergência da distância de falta d ou até que essa distância ultrapasse o comprimento da linha suspeita. Neste último caso, a linha suspeita é classificada como não-faltosa. Por outro lado, como o método investiga cada uma das linhas do SD, é natural

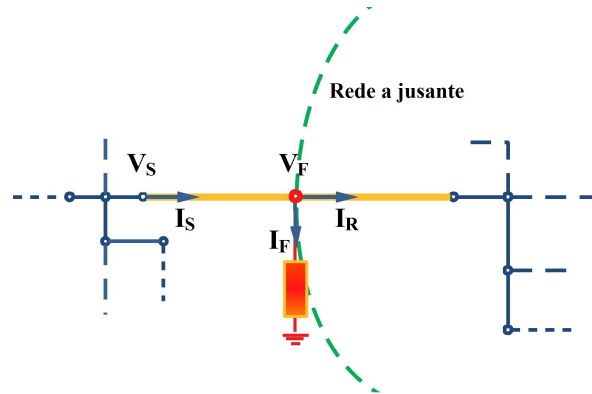
Figura 21 – Redes a montante e a jusante interligadas pela linha suspeita de falta



Fonte: Adaptada de Bahmanyar e Jamali (2017).

que exista múltipla estimação do local da falta.

Figura 22 – Seção de linha faltosa em uma rede de distribuição



Fonte: Adaptada de Bahmanyar e Jamali (2017).

$$\dot{V}_f = \dot{V}_s - d \times \bar{Z}_s \dot{I}_s \quad (D.1)$$

em que \bar{Z}_s é a matriz de impedância trifásica da linha.

$$\dot{I}_f = \dot{I}_s - \dot{I}_r \quad (D.2)$$

$$d = \frac{\sum_{k=a,b,c} (V_k^i I_{fk}^r - V_k^r I_{fk}^i)}{\sum_{k=a,b,c} \sum_{j=a,b,c} (I_{fk}^i (I_j^i Z_{k,j}^i - I_j^r Z_{k,j}^r) + I_{fk}^r (I_j^i Z_{k,j}^r + I_j^r Z_{k,j}^i))} \quad (D.3)$$