

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

UM MÉTODO BASEADO EM CRUZAMENTOS POR ZERO PARA LOCALIZAÇÃO DE
FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO

JUAN CARLOS HUAQUISACA PAYE

TD: 09/2024

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2024

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JUAN CARLOS HUAQUISACA PAYE

UM MÉTODO BASEADO EM CRUZAMENTOS POR ZERO PARA LOCALIZAÇÃO DE
FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO

Tese submetida à Banca Examinadora
do Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da UFPA para a obtenção do título de
Doutor em Engenharia Elétrica na área de
Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira

Coorientador: Prof. Dr. Ghendy Cardoso Junior

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2024

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

H874m Huaquisaca Paye, Juan Carlos.
Um método baseado em cruzamentos por zero para localização
de faltas de alta impedância em redes aéreas de distribuição / Juan
Carlos Huaquisaca Paye. — 2024.
86 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
Coorientador(a): Prof. Dr. Ghendy Cardoso Junior
Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de
Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,
Belém, 2024.

1. Faltas de alta impedância (FAI). 2. Localização de FAI.
3. Redes aéreas distribuição de energia elétrica. 4.
Cruzamentos por zero.. I. Título.

CDD 621.3191

**“UM MÉTODO BASEADO EM CRUZAMENTOS POR ZERO PARA LOCALIZAÇÃO
DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO”**

AUTOR: JUAN CARLOS HUAQUISACA PAYE

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 05/06/2024

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Orientador - PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. Ghendy Cardoso Júnior
(Coorientador - UFSM)

Prof. Dr. Marcus Vinícius Alves Nunes
(Avaliador Interno - PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior
(Avaliador Externo - USP)

Prof. Dr. José Rubens Macedo Júnior
(Avaliador Externo - UFU)

VISTO:

Prof. Dr. Diego Lisboa Cardoso
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

A minha família.

AGRADECIMENTOS

A Deus.

À minha família.

Aos meus orientadores: Prof. Dr. João Paulo Abreu e Prof. Dr. Ghendy Cardoso.

Ao professor Prof. Dr. Patrick Escalante Farias.

À equipe projeto P&D FAI.

Aos professores da minha banca.

Aos professores do PPGEE e aos que contribuíram com minha formação.

Aos amigos do GSEI, CEAMAZON e LEAT.

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

E a todos que contribuíram indiretamente na finalização dessa tese.

RESUMO

A localização de faltas de alta impedância (FAI) é um problema de confiabilidade cada vez mais relevante na distribuição de energia elétrica. O desenvolvimento de métodos práticos e acurados de localização de falta, que utilizam sinais de tensão e corrente registrados apenas no relé localizado no terminal do alimentador, é vital para reduzir o tempo e o custo de restauração de interrupções de longa duração. Contudo, a necessidade de estimar tanto os parâmetros do modelo de falta quanto o sinal de corrente de falta pode comprometer a acurácia e a praticidade dos métodos existentes de localização de FAI. Isto deve-se a maior quantidade de parâmetros que necessitam ser estimados quando um modelo de FAI é incluído na formulação, bem como ao pressuposto de que as correntes de cargas nas barras da rede são constantes durante um intervalo pré e pós FAI. Em outras palavras, o uso do modelo e da forma de corrente de FAI implica que o método de localização depende das características e magnitudes aleatórias da corrente de falta, as quais são determinadas pelas condições ambientais, técnicas e pelo tipo de superfície onde ocorre a FAI, isso inclui até mesmo a forma como o contato entre a superfície e o condutor ocorre. Esta tese propõe um método iterativo independente de modelo de falta e da forma de onda da corrente da FAI, que baseia-se em cruzamentos por zero, para localizar FAI em redes aéreas de distribuição de energia elétrica. Dois *insights* sobre as relações de sinais senoidais de tensão são fornecidos para eliminar a necessidade de estimar parâmetros do modelo de falta e o sinal de corrente de falta no processo de localização de FAI. O primeiro *insight* é baseado em cruzamentos por zero do sinal de queda de tensão (por unidade de comprimento) calculado para estimar dois parâmetros do sinal de tensão no ponto de falta. O outro *insight* baseia-se no cruzamento por zero do sinal de tensão no ponto de falta, no qual os dois parâmetros foram previamente estimados, para calcular a distância da falta a partir do k -ésimo nó. Resultados de simulação em um alimentador teste modificado de 34 nós do IEEE validam a alta acurácia e a robustez do método proposto, considerando o efeito de diversos fatores na estimativa da distância da FAI. Além disso, o desempenho de convergência do método proposto é avaliado.

Palavras-chave: Faltas de Alta Impedância (FAI), Localização de FAI, Redes Aéreas Distribuição de Energia Elétrica, Cruzamentos por Zero.

ABSTRACT

The location of High-Impedance Faults (HIFs) is an increasingly relevant reliability issue in the electric power distribution industry. The development of practical and accurate single-terminal fault locating methods is vital for reducing the time and cost of restoring long-duration interruptions. However, the need to estimate both the parameters of the fault model and the fault current signal can compromise the accuracy and practicality of existing HIF location methods. This is due to the larger number of parameters that need to be estimated when a HIF model is included in the formulation, as well as the assumption that load currents at the network bars are constant during a pre- and post-HIF interval. In other words, the use of the fault model and waveform implies that the location method depends on the random characteristics and magnitudes of the fault current, which are determined by environmental, technical conditions, and the type of surface where the HIF occurs, including even the way the contact between the surface and the conductor occurs. This thesis proposes a fault-model-free iterative method based on zero-crossings of signals to locate HIFs in overhead distribution networks. Two insights on voltage signal relationships are provided to eliminate the need to estimate fault model parameters and the fault current signal in the HIF location process. The first insight is based on zero-crossings of the calculated voltage drop per unit length signal to estimate two parameters of the voltage signal at the fault point. The other insight is based on the zero-crossing of the voltage signal at the fault point, where the two parameters were previously estimated, to calculate the fault distance from the k -th node. Simulation results on a modified IEEE 34-node test feeder validate the high accuracy and robustness of the proposed method, considering the effect of various factors on the estimation of the HIF distance. Additionally, the convergence performance of the proposed method is evaluated.

Keywords: High Impedance faults (HIFs), HIF location, overhead distribution networks, zero-crossings.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	5
AGRADECIMENTOS	6
RESUMO.....	7
ABSTRACT	8
SUMÁRIO	9
LISTA DE FIGURAS.....	12
LISTA DE TABELAS.....	14
LISTA DE ABREVIATURAS.....	15
<u>1</u> INTRODUÇÃO.....	16
1.1 FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	16
1.2 FAI EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	17
1.3 INTERRUPÇÃO DE SERVIÇO DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	18
1.4 LOCALIZAÇÃO DE FAI.....	19
1.5 MOTIVAÇÃO	20
1.6 OBJETIVOS.....	21
1.6.1 OBJETIVO GERAL	21
1.6.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
1.7 CONTRIBUIÇÕES ORIGINAIS.....	21
<u>2</u> FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA	23
2.1 TIPOS DE FAI.....	23
2.2 FORMA DE ONDA DA CORRENTE DA FAI E CARACTERÍSTICAS	26

2.3	VALORES TÍPICOS DA CORRENTE DA FAI	30
2.4	PARÂMETROS QUE INFLUEM NA FAI.....	32
2.5	ARCO ELÉTRICO	33
2.6	PERIGO DA FAI	35
2.7	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO SOLIDAMENTE ATERRADOS E A FAI	36
3	<u>LOCALIZADORES DE FAI</u>	39
3.1	PROPOSTAS DE LOCALIZADORES DE FAI PRESENTES NA LITERATURA	39
3.2	MÉTODO DE IURINIC [34].....	42
3.3	MÉTODO DE PATRICK [26]	44
3.4	MÉTODO DE DASCO [127]	46
3.5	MÉTODO DE MORTAZAVI [37]	48
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	51
4	<u>METODO PROPOSTO PARA LOCALIZAR UMA FAI.....</u>	52
4.1	MÓDULO DE LOCALIZAÇÃO DA FAI	52
4.2	MODELAGEM DO SEGMENTO DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO SEM E COM FAI.....	53
4.3	MÉTODO PROPOSTO PARA LOCALIZAR UMA FAI.....	56
4.3.1	INICIALIZANDO O ALGORITMO E SELECIONANDO CONJUNTO DE NÓS.....	57
4.3.2	CÁLCULO DE $i_{abctk} \rightarrow k + 1, v_{abctk} + 1$ E $i_{abctk} + 1$	58
4.3.3	ESTIMANDO OS PARÂMETROS DE $v_x(t)F$ USANDO CRUZAMENTOS DE ZERO DE $H_x(t)k \rightarrow F$ 59	
4.3.4	ESTIMATIVA DE $Dk \rightarrow F$ COM BASE NO CRUZAMENTO ZERO DE $v(t)F$	61
4.3.5	REPRESENTAÇÃO DA FASE DEFEITUOSA DO ALIMENTADOR EM CADA ITERAÇÃO	62
4.4	RESUMO DAS ETAPAS DO MÉTODO DE LOCALIZAÇÃO	64
5	<u>RESULTADOS.....</u>	66

5.1	SOFTWARES UTILIZADOS.....	66
5.2	FORMA DE AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO.....	67
5.3	ALIMENTADOR TESTE MODIFICADO DE 34 NÓS DO IEEE.....	67
5.3.1	ACURÁCIA DO MÉTODO PROPOSTO	71
5.3.2	CONVERGÊNCIA DO DESEMPENHO DO MÉTODO PROPOSTO	73
6	<u>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</u>	75
7	<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	77

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – FAI tipo <i>on-line</i>	24
Figura 2.2 – FAI tipo <i>off-line</i> : (a) Falta do lado da fonte, (b) Falta do lado da carga, (c) Falta do lado da fonte e carga.....	25
Figura 2.3 – Tipos de FAI em ambientes controlados: (a) <i>On-line</i> , (b) <i>Off-line</i> [50].	26
Figura 2.4 - Corrente de FAI através do Bambu.	27
Figura 2.5 - Forma de onda da corrente de FAI e suas características.....	28
Figura 2.6 – Forma de onda da Corrente de FAI através do Bambu.....	29
Figura 2.7 – Relação entre correntes de FAI e as configurações de dispositivos de sobrecorrente.	32
Figura 2.8: Níveis de proteção do alimentador.	32
Figura 2.9 - Regiões do arco e tensões correspondentes.....	34
Figura 2.10 – FAI <i>shunt</i> com presença de arco: (a) Arco elétrico visível, (b) possíveis trajetórias do arco simplificadas.....	35
Figura 2.11 – Tipos de aterramento: (a) Sistema de 3 fios solidamente uni-aterado, (b) Sistema de 4 fios solidamente uni-aterado, (c) Sistema de 4 fios solidamente multi-aterado	37
Figura 2.12 – Sistemas de distribuição: (a) Norte-americanos, (b) Europeus.....	38
Figura 3.1 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição com FAI para o método de Iurinic.	42
Figura 3.2 – Rede neural para estimar a distância desde a subestação até o ponto FAI.	45
Figura 3.3 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição com FAI para o método de Dasco.....	47
Figura 3.4 – Diagrama do alimentador com correntes para terra.....	47
Figura 3.5 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição sem e com FAI do método de Mortazavi.....	49
Figura 4.1 – Relação entre o sistema de proteção e o LFAI.....	52
Figura 4.2 – LFAI num alimentador.....	53

Figura 4.3 – Modelo de linha de distribuição sem e com FAI.	54
Figura 4.4 – Fluxograma do método de localização proposto.....	57
Figura 4.5 – Sinais senoidais $v x(t)k$, $v x(t)F$ e $H(t)k \rightarrow F$	60
Figura 4.6 – Sinais senoidais $v x(t)k$ e $H x(t)k \rightarrow F$ em torno de um instante em que $v(t)F$ cruza em zero.	62
Figura 4.7 – Diagramas do alimentador com falta para processo de iteração: (a) Alimentador com FAI; (b) Cálculo $Dk \rightarrow F$ na 1ra iteração; (c) Cálculo $Dk \rightarrow F$ na 2da iteração; (d) Cálculo $Dk \rightarrow F$ na k-ésima iteração.	63
Figura 4.8 – Etapas do método de localização em cada iteração.	65
Figura 5.1 – Etapas para testar o algoritmo proposto.	66
Figura 5.2 – Alimentador IEEE 34 barras modificado.	68
Figura 5.3 – Sinais de falta reais obtidos de testes de campo em três tipos de superfície: (a) areia, (b) paralelepípedo e (c) cascalho.	69
Figura 5.4 – Condições operacionais do alimentador de teste: (a) queda de tensão ao longo do alimentador principal; e (b) variação do ângulo de fase da tensão ao longo do alimentador principal.	70
Figura 5.5 – Erro relativo (%) da distância estimada da falta considerando três tipos diferentes de superfície do solo.	71
Figura 5.6 – Erro relativo (%) da distância estimada da falta considerando três diferentes níveis de carga do alimentador.	72
Figura 5.7 – Erro relativo (%) da distância estimada da falta considerando três intervalos diferentes na estimativa da carga.	73
Figura 5.8 – Desempenho de convergência do método proposto para FAI simuladas nos nós: 808: (a) erros de estimação de VPF e φF e (b) distâncias $Dk \rightarrow F$ e D ; 814: (c) erros de estimação de VPF e φF e (d) distâncias $Dk \rightarrow F$ e D ; e 832: (e) erros de estimação de VPF e φF , e (d) distâncias $Dk \rightarrow F$ e D	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Níveis de corrente através de diferentes tipos de superfície em sistema 12.5 kV.	30
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRACOPEL	Associação Brasileira de Conscientização Para os Perigos da Eletricidade
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual
DICRI	Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua
FAI	Falta de Alta Impedância
FBI	Faltas de Baixa Impedância
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LFAI	Localizador da FAI
MT	Media Tensão
RADEE	Rede Aérea de Distribuição de Energia Elétrica

CAPÍTULO 1

1 INTRODUÇÃO

1.1 Faltas em sistemas elétricos de potência

O estado de operação de um sistema de energia elétrica (SEE) pode ser situado na zona operativa normal ou anormal. Predominantemente, os SEE operam em estado normal, resultado de uma elaboração criteriosa na fase de projeto e da manutenção apropriada durante a fase operacional [1] e [2]. No entanto, devido à inevitável presença de faltas que comprometem o fornecimento contínuo de energia elétrica e a qualidade do serviço aos consumidores, torna-se imprescindível contar com dispositivos de proteção, detecção e localização de faltas. Dentre os diversos tipos de faltas que podem ocorrer nas redes aéreas de distribuição de energia elétrica (RADEE), a falta de alta impedância (FAI) destaca-se como o tipo de falta que os sistemas de proteção convencionais não conseguem detectar facilmente, em virtude de suas características complexas que dificultam a identificação. Tal complexidade também se reflete na localização desse tipo de falta.

Considerando a impedância como um parâmetro para a classificação de faltas em sistemas de energia elétrica, é possível categorizar as faltas em dois tipos:

- Faltas de baixa impedância (FBI), caracterizadas por correntes na ordem de kA.
- Faltas de alta impedância (FAI), com correntes próximas às de uma carga (relativamente baixas); essa característica torna a localização desse tipo de falta consideravelmente complexa.

O segundo tipo de falta, conforme [3], geralmente resulta do contato do condutor primário energizado com um objeto quase isolado conectado à terra.

Considerando que o alimentador principal de um sistema de distribuição de energia elétrica, geralmente, é trifásico, as faltas podem ser classificadas de acordo com a quantidade de fases envolvidas, da seguinte forma:

- Falta monofásica: quando uma das fases entra em contato com a terra.
- Falta bifásica: quando duas fases entram em contato.
- Falta bifásica a terra: quando duas fases entram em contato entre si e com a

terra.

- Falta trifásica: quando as três fases entram em contato.

Nesta classificação, a FAI pode estar incluída no primeiro grupo.

Por outro lado, de acordo com [4], as faltas em geral podem ser classificadas como:

- a) Falta *shunt* (curtos-circuitos),
- b) Falta série (condutor aberto), e
- c) Falta mista (ruptura de um condutor).

Nesta classificação, a FAI pode estar dentro dos grupos (a) ou (c), a depender do tipo de FAI. Segundo [5], uma falta em derivação (*shunt*) pode envolver mais de uma fase com a terra, e uma falta em série é uma anomalia que geralmente causa a interrupção de uma ou mais fases. Na falta em série, ocorre um aumento da tensão e uma diminuição da corrente nas fases defeituosas, mas na falta *shunt*, na fase defeituosa, ocorre um aumento da corrente e uma queda da tensão (valores sujeitos à impedância de curto-circuito) [6].

1.2 FAI em sistemas elétricos de potência

De acordo com [7], [8] e [2], as FAI são mais preocupantes em sistemas de distribuição de média tensão (MT) (13,8 kV, 24,9 kV, 34,5 kV, e outros) do que em sistemas de transmissão, pois uma falta à terra em níveis operativos de tensão para sistemas de transmissão normalmente gera correntes suficientes para operar dispositivos de proteção tradicionais.

Geralmente, não há estatísticas dedicadas à FAI em concessionárias de distribuição. No caso de RADEE, de todos os eventos de faltas, estima-se que em torno de 5% ao 10% são FAI (condutores elétricos rompidos em contato com a superfície) [9]. De acordo com [10], o percentual de ocorrências de FAI é até maior, pois nem todas as FAI são reportadas e as mesmas podem acontecer sem o rompimento ou queda do condutor. Segundo [11] e [12], do total dos condutores rompidos, aproximadamente 25% e 32% (respectivamente) são FAI. De acordo com [2], devido ao número considerável de ocorrências de FAI, é importante estudar e resolver este tipo de faltas.

No Brasil, segundo dados da Associação Brasileira de Conscientização para os Perigos da Eletricidade (ABRACOPEL) [13], foram registrados em 2022 um total de 1828 acidentes relacionados à eletricidade, sendo que 853 deles foram atribuídos a choques

elétricos. Dentre esses incidentes, 411 resultaram em fatalidades, principalmente devido a choques elétricos em RADEE e residências. Em uma análise mais aprofundada, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) [14] relata que no mesmo ano foram contabilizados 270 acidentes fatais. Esses incidentes estiveram relacionados a cabos rompidos para o solo (FAI), furto de condutores e outras causas.

1.3 Interrupção de serviço de fornecimento de energia elétrica

O artigo 22 do Código de Proteção ao Consumidor (Brasil, 1990) e o PRODIST [15] estabelecem que os distribuidores devem proporcionar um serviço adequado, eficiente e seguro de maneira contínua. No entanto, quando a FAI ocorre, ela viola esse código, gerando: (1) risco de choque elétrico para os seres vivos, (2) risco de incêndios em florestas, propriedades ou bens materiais, e (3) interrupções de energia elétrica para consumidores a jusante do ponto de falta.

Para reduzir o tempo de risco devido à FAI, é necessário detectá-la o mais rapidamente possível e isolá-la. Entretanto, para restabelecer a continuidade do fornecimento de energia de maneira segura, é necessária uma rápida localização do evento de FAI. A detecção da FAI e sua respectiva localização são muito importantes, uma vez que a interrupção da continuidade da energia elétrica é regulamentada e sancionada financeiramente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual leva em consideração o tempo de interrupção, a quantidade de pessoas sem fornecimento de energia, entre outros fatores.

De acordo com [15], ao considerar os indicadores de continuidade de serviço, é possível avaliar a qualidade do serviço, a duração e a frequência das interrupções. Esses cálculos devem ser apresentados mensalmente, trimestralmente e anualmente pelas empresas. Para as unidades de consumo individual, são utilizados os seguintes indicadores: Duração de Interrupção Individual por unidade consumidora (DIC), Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) e Duração da Interrupção Individual Ocorrida em dia Crítico por Unidade Consumidora (DICRI). Para um conjunto de unidades consumidoras, os indicadores de continuidade incluem: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), expressa em horas, e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), expressa em número de interrupções. Em resumo, se os cálculos dos indicadores de continuidade de serviço violarem os limites

estabelecidos, a distribuidora enfrentará perdas econômicas.

Na prática de engenharia, conforme indicado por [16], existem duas tomadas de decisão que podem ser adotadas após a detecção da FAI: (1) desenergizar todo o alimentador ou (2) emitir um alarme sem desenergizar. Basicamente, o objetivo do primeiro cenário é eliminar o risco de incêndio pelo arco elétrico e o risco de choque elétrico em seres vivos. No entanto, caso essa ação seja escolhida, a localização da FAI deve ser realizada o mais rapidamente possível devido às regulamentações (DEC e FEC). Se a segunda ação for escolhida, os critérios de DEC e FEC serão minimizados, mas os riscos de incêndio e choques elétricos em seres vivos serão aumentados. Em ambos os casos, no entanto, o localizador da FAI (LFAI) desempenha um papel importante. No primeiro caso, ele garante a segurança da população, minimizando também possíveis demandas legais por choque elétrico, que têm alto potencial de resultar em perdas econômicas. Enquanto no segundo caso, ele assegura a economia e a continuidade do serviço.

1.4 Localização de FAI

Nos últimos anos, muitos esforços têm sido dedicados à detecção de FAI. Comercialmente, já é possível encontrar algoritmos de detecção incluídos em relés [17], [18] e [19] (do mesmo fabricante), com desempenhos que podem ser aprimorados. No entanto, a localização da FAI ainda não está disponível comercialmente, mesmo sabendo que, para resolver completamente o problema da FAI, os aspectos de detecção, classificação e localização são cruciais [20]. Obviamente, se a FAI for detectada com sucesso, a região defeituosa deve ser desenergizada e isolada para eliminar os riscos para a população, e então a localização deve ser realizada para tomar as ações de manutenção necessárias [21], [22], e [23].

Em particular, nos sistemas de distribuição, os consumidores geralmente detectam e/ou localizam a FAI. Quando a subestação não possui um bom detector de FAI, os centros de operação e equipes de manutenção reagem com base nas reclamações dos clientes, devido à falta de energia ou visualização do arco (o risco está presente desde o início da FAI até que a reclamação seja atendida). Caso a FAI seja detectada pelo sistema de proteção, mas a subestação não possua um LFAI, a localização seria baseada na inspeção visual, o que aumenta consideravelmente o tempo de interrupção do serviço, devido a longas e múltiplas trajetórias laterais que devem ser percorridas [24], [25] e [26]. Portanto, o processo de restauração só pode ser acelerado após a localização precisa da falta, ou seja, a continuidade

do serviço depende fortemente da detecção, classificação e localização [27], [28].

A referência [29] considera que o localizador de faltas é uma das primeiras funções a serem consideradas e implementadas em um sistema de controle de subestação moderno. Dado que o LFAI contribui tanto para identificar faltas temporárias e locais frágeis para manutenção preventiva (evitando futuras faltas), quanto para identificar faltas permanentes e realizar manutenção corretiva para restaurar rapidamente o fornecimento de energia [5].

De acordo com [5], em uma sociedade moderna altamente sensível às interrupções, e em um ambiente de trabalho de livre comercialização e desregulamentado, existe uma demanda crescente por segurança, confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia. Para atender a essas crescentes demandas na presença de faltas, o LFAI é crucial, pois contribui significativamente para a restauração rápida, confiável e segura do sistema elétrico. O LFAI evita a necessidade de inspeção de todo o trajeto da linha para localizar a falta, aumentando assim a competitividade da concessionária [23], [30],[5], [31], [32], [33], [34], [35], [36], [26].

1.5 Motivação

- Crescentes demandas na sociedade e competitividade das concessionárias: As crescentes demandas por segurança, confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia, destacam a necessidade de um LFAI. Sua implementação torna-se crucial não apenas para atender às expectativas da sociedade moderna, mas também para garantir a competitividade eficiente das concessionárias, assegurando a segurança de seres vivos.
- Desafios na localização de FAI: A localização de FAI em sistemas de distribuição representa desafios significativos, especialmente em RADEE com um único ponto de monitoramento localizado na subestação. A complexidade dessa tarefa é notável, pois exige a localização precisa de uma carga não linear, cujo comportamento é influenciado por fatores altamente aleatórios.
- Impacto nos indicadores de interrupção e fortalecimento da confiabilidade: A eficácia operacional, avaliada por meio dos indicadores de interrupção de serviço, é diretamente influenciada pela capacidade do LFAI em reduzir os tempos de interrupção. Consequentemente, torna-se imperativo contar com um LFAI adequado para fortalecer a confiabilidade do sistema elétrico,

garantindo não apenas o restabelecimento eficiente do serviço, mas também a segurança dos seres vivos.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo Geral

Desenvolver um método de localização de FAI baseado em cruzamentos por zero dos sinais elétricos, independente do modelo de falta e da forma de onda da corrente de falta, para RADEE usando medições de tensão e corrente na subestação.

1.6.2 Objetivos Específicos

- Estudar e identificar as características específicas das FAI que podem ser aproveitadas no desenvolvimento de um algoritmo de localização. Este passo fornecerá a base teórica necessária para a formulação do algoritmo de localização.
- Realizar uma revisão dos métodos existentes de localização de FAI presentes na literatura especializada, especialmente nos métodos que se baseiam em medições realizadas na subestação. Essa revisão permitirá gerar ideias para a proposta do método de localização.
- Desenvolver um algoritmo de localização que aproveite as características selecionadas de uma FAI em uma RADEE, com que apenas medições de tensão e corrente estejam disponíveis na subestação.
- Modelar uma RADEE e simular presenças de FAI utilizando o ATPDraw, para realizar testes do algoritmo de localização proposto. Os resultados desses testes validarão a eficácia e aplicabilidade do algoritmo em condições simuladas.

1.7 Contribuições Originais

- O método proposto é capaz de estimar a distância do ponto de falta sem a necessidade de incorporar um modelo de FAI em sua formulação. Em contraste com os métodos propostos em [34], [26] e [37], que exigem a estimativa de vários parâmetros do modelo de FAI, juntamente com a corrente de falta, onde a quantidade de parâmetros

depende da capacidade do modelo para representar a forma de onda da corrente de falta, o método proposto requer apenas a estimativa de dois parâmetros do sinal de tensão no ponto de falta. Este sinal de tensão tem uma forma de onda mais regular em comparação com a corrente de falta, o que simplifica significativamente o processo de localização de FAI sem comprometer sua acurácia e robustez.

- O método proposto é capaz de estimar a distância da falta sem depender da forma de onda do sinal de corrente da FAI, tornando-o mais prático, uma vez que os sinais de corrente pré e pós falta não são necessários. Além disso, o método não é afetado pelo tipo de superfície onde ocorre a FAI, eliminando a necessidade de supor que a corrente de carga seja constante antes e depois da falta para determinar a corrente de falta, como em outras abordagens.

CAPÍTULO 2

2 FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA

A FAI é definida como uma perturbação gerada quando um condutor ativo entra em contato com um objeto ou superfície (solo) de alta resistência conectado à terra, de modo que a corrente de falta que flui para a terra seja menor que a ativação da proteção (*pick up*). A corrente da FAI possui características como assimetria, não linearidade, *build-up*, *shoulder*, intermitência ou oscilação aleatória [38], [39], [40], [41], [42]. Os objetos de alta impedância são diversos: galhos de árvores, concreto, cascalho, asfalto, areia, grama, pedra britada, paralelepípedo, blocos de papelão, etc.

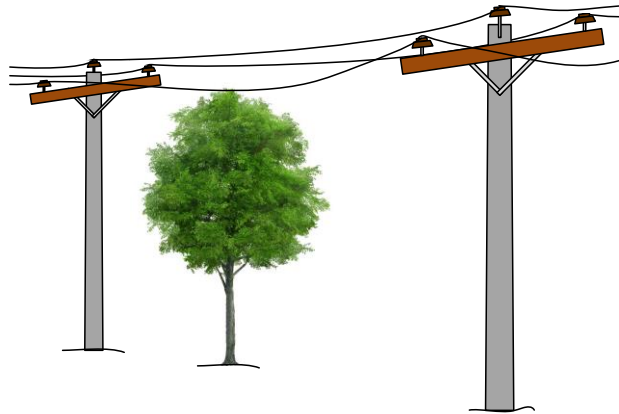
2.1 Tipos de FAI

De acordo com [43], a FAI é um grupo amplo que envolve todas as faltas que não são classificadas como curtos-circuitos de alta amplitude de corrente. Segundo [44], a FAI pode ser classificada em dois tipos, nomeados de:

- Tipo *on-line* (fase sem romper), também conhecido como toque indireto ao solo.
- Tipo *off-line* (fase rompida), também conhecido como toque direto ao solo.

Esta classificação, também é feita por [43], [45], [46] e [47], mas não com os mesmos nomes. O tipo *on-line*, é aquele que quando um objeto de alta impedância conectado (naturalmente) à terra entra em contato com um condutor primário energizado sem rompimento, tal como pode-se ver na figura 2.1. Este tipo de FAI acontece quando a distância de segurança entre os condutores e árvores não é respeitada. O objeto, na maioria das vezes, consiste em um galho de árvore, resultando no aumento da corrente na fase afetada (A magnitude do incremento será proporcional à corrente de falta).

Figura 2.1 – FAI tipo *on-line*.



Fonte – Autoria própria.

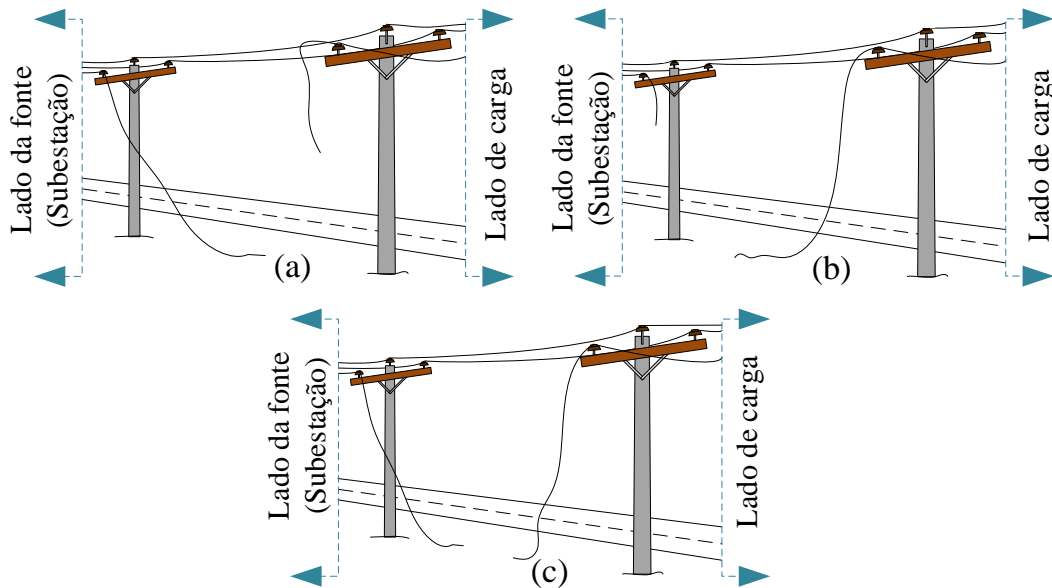
O tipo *off-line*, é aquela quando o condutor primário energizado (qualquer fase) se rompe (interrompendo o suprimento por essa fase) e cai sobre uma superfície de contato de alta impedância (pode ser um objeto de baixa altura), cujo o tipo de superfície dependerá do lugar onde acontece a FAI. Neste caso, ocorre uma diminuição na corrente de carga na fase afetada na subestação, quando a perda de carga devido à quebra do cabo supera a potência consumida pela FAI do lado da fonte. De acordo com [48], o rompimento do cabo, acontece, principalmente, por fadiga mecânica, causada pela exposição às intempéries, tais como chuva, sol, ventos fortes que causam dilatações e contrações no material, danificação por toque entre fases ou objetos externos, etc.

No caso do tipo *off-line*, existe outra classificação (subclassificação) [49] e [50]:

- Falta do lado da fonte.
- Falta do lado da carga.
- Falta do lado da fonte e da carga.

Graficamente, estes tipos de falta podem ser ilustrados conforme as Figuras 2.2.a, 2.2.b e 2.2.c, que representam a falta do lado da fonte, falta do lado da carga e falta do lado da fonte e carga, respectivamente. Basicamente, neste tipo de falta, a baixa corrente circula à terra pelos condutores caídos que entram em contato com a superfície do solo.

Figura 2.2 – FAI tipo *off-line*: (a) Falta do lado da fonte, (b) Falta do lado da carga, (c) Falta do lado da fonte e carga.



Fonte – Autoria própria.

Em caso do tipo *off-line*, a sequência de eventos para a FAI iniciar geralmente é: (1) a ruptura do cabo, (2) a queda do cabo da posição inicial, e (3) o contato entre o cabo e o solo [50]. Deve-se observar que há um intervalo de tempo entre a ruptura do cabo e o início da FAI. Em outras palavras, pouco antes da quebra, o sistema elétrico opera em condições normais; durante a queda, o sistema deixa de fornecer energia (pela fase em falta) às cargas a jusante da ruptura; após a queda do cabo, a FAI é alimentada pelo sistema elétrico.

Outra maneira de classificar a FAI é: falta ativa e falta passiva, que se diferenciam basicamente pela existência ou não do arco, respectivamente [51], [8], [52], [53] e [54]. Em particular, a extinção de arco ocorre em superfícies cobertas de areia, pois a reação leva ao desenvolvimento de vidro, onde o tempo de ignição pode ser muito curto. Por outro lado, as faltas passivas acontecem quando o cabo é rompido, mas não entra em contato com uma superfície de alta resistência (como quando está suspenso) [51]. Deve-se notar que para as faltas passivas: (1) os métodos de detecção baseados no comportamento de arco, podem não funcionar corretamente [39]; e (2) as mesmas representam maior risco de choque elétrico, a falta de indicação visual da condição de condutor energizado [51], [8] e [52]. Mas, no [55] e [39], é notado que as FAI normalmente exibem arcos e flashes no ponto de contato.

Na figura 2.3 são mostrados dois tipos de FAI em ambientes controlados, onde é possível perceber a presença de arco e fogo.

Figura 2.3 – Tipos de FAI em ambientes controlados: (a) *On-line*, (b) *Off-line* [50].



Fonte – Autoria própria.

2.2 Forma de onda da corrente da FAI e características

As características principais presentes na forma de onda da corrente de uma FAI são as seguintes:

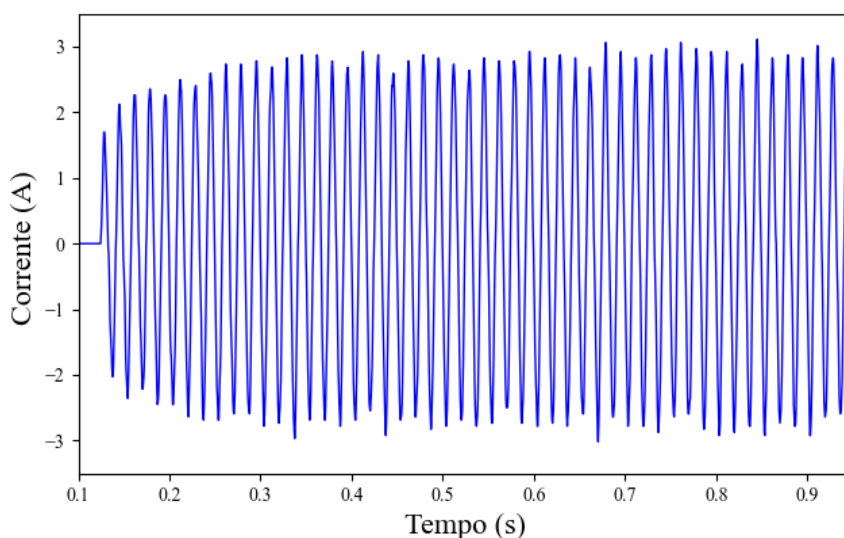
- **Assimetria:** as amplitudes do semi-ciclo positivo e o semi-ciclo negativo da corrente não são iguais em relação ao tempo (possuem diferentes valores de pico). De acordo com [50], a assimetria é ocasionada principalmente pela diferença de mobilidade dos portadores de cargas positivas e negativas. O qual depende da presença de sílica (ponto catódico, que causa menor queda de tensão quando a tensão é positiva) e umidade no objeto de alta impedância [56].
- **Não-linearidade:** A curva característica tensão x corrente é não linear devido à presença do arco [57], [56] e [58].
- **Build-up:** A amplitude da corrente aumenta gradualmente até atingir o seu valor máximo, devido a dois fatores principais: (a) acomodação física do cabo, onde o cabo pode rebater no solo ou apenas se acomodar, causando variação na superfície de contato e, conseqüentemente, variação na corrente [48], [50] e [59]; (b) o arco na superfície do solo que penetra e causa ionização, aumentando assim a área efetiva do eletrodo equivalente [57].
- **Shoulder:** O *build-up* é interrompido por alguns ciclos para permanecer constante, pelo fato que os fatores que determinam a impedância não mudam nesses ciclos.

- Intermittência: intervalos de tempo sem circulação de corrente, devido à acomodação física do cabo (rebate) e à ionização.
- Oscilação aleatória: os valores máximos de cada semi-ciclo da corrente oscilam aleatoriamente dentro de uma faixa relativamente pequena, causada pelo comportamento aleatório do arco.

Nos trabalhos desenvolvidos sobre FAI, geralmente descrevem-se as cinco primeiras características principais, as quais praticamente já foram consolidadas na literatura pelos diferentes autores, através de oscilografias registradas em subestações elétricas e testes feitos tanto em laboratório ou em campo. Os autores das referências [60], [24] e [61] conferem a descrição dessas características ao trabalho [62], publicado no ano de 1982.

O comportamento aleatório de uma FAI, mencionado em [43], [63], [64], [65], [66] e [45], manifesta-se numa oscilação aleatória na forma de onda da corrente da FAI. Na literatura, a característica de oscilação aleatória e algumas outras podem ser observadas nas formas de onda reais da corrente apresentadas por [42], [64], [59], [67], [65], [66], [46], [68], [69], [25], [45], nos quais os autores não focam na análise da oscilação aleatória. Essa característica pode ser observada na oscilografia mostrada na Figura 2.4.

Figura 2.4 - Corrente de FAI através do Bambu.



Fonte - Autoria própria [70].

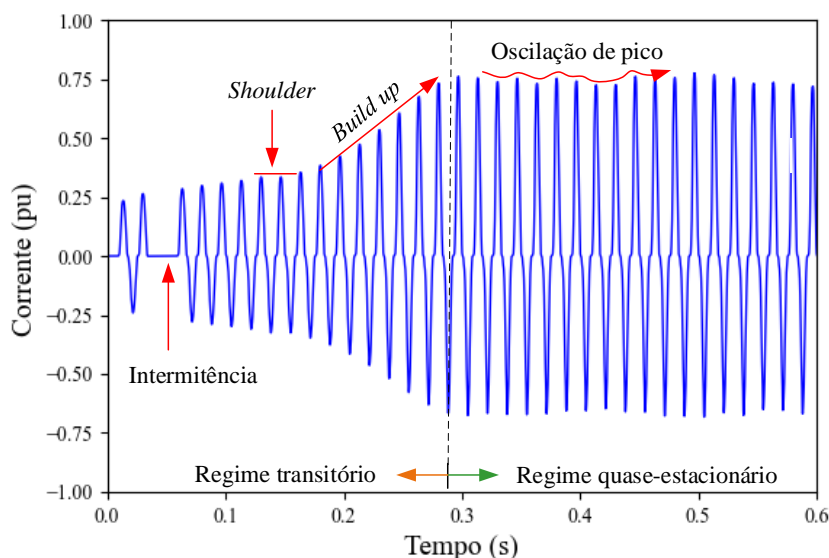
Na Figura 2.4, apresenta-se a forma de onda de uma FAI oriunda de testes realizados em laboratório para galho de árvore do tipo “bambu” de 1 m de comprimento submetido a uma tensão de fase de $13,8/\sqrt{3}$ kV. Nota-se claramente depois do crescimento dos picos da corrente (*build-up*), o surgimento de uma oscilação aleatória (característica 6). Basicamente,

essa característica manifesta-se na oscilação aleatória dos picos da corrente da FAI dentro de um determinado desvio padrão, o qual está presente praticamente nas formas de onda da FAI, uns em maior medida que outros.

É relevante destacar que existem outras referências, como [2], [71], [66] e [65], que abordam outras características da forma de onda da FAI. Entretanto, neste trabalho, considera-se que as características não descritas até agora são dependentes das características principais, como por exemplo, o conteúdo harmônico, que depende da não linearidade presente na forma de onda da corrente.

As referências [42], [59], dentre outras, consideram que a forma de onda da FAI pode ser dividida em dois estados ou regimes, ou seja, o estado transitório e o estado estacionário, ao ponto que alguns modelos, só consideram o estado estacionário, cuja a forma de onda de um ciclo se repete ao longo do tempo. O limite entre os dois estados é aquele momento no qual teoricamente o *build-up* termina, ou seja, após o término do *build-up* começa o estado estacionário. No estado estacionário é considerada a presença de duas características, a não-linearidade e a assimetria. Entretanto, a presença da oscilação aleatória nos valores de pico da corrente faz com que o nome do estado estacionário seja reconsiderado, e chamado de estado quase-estacionário (Ver Figura 2.5).

Figura 2.5 - Forma de onda da corrente de FAI e suas características.

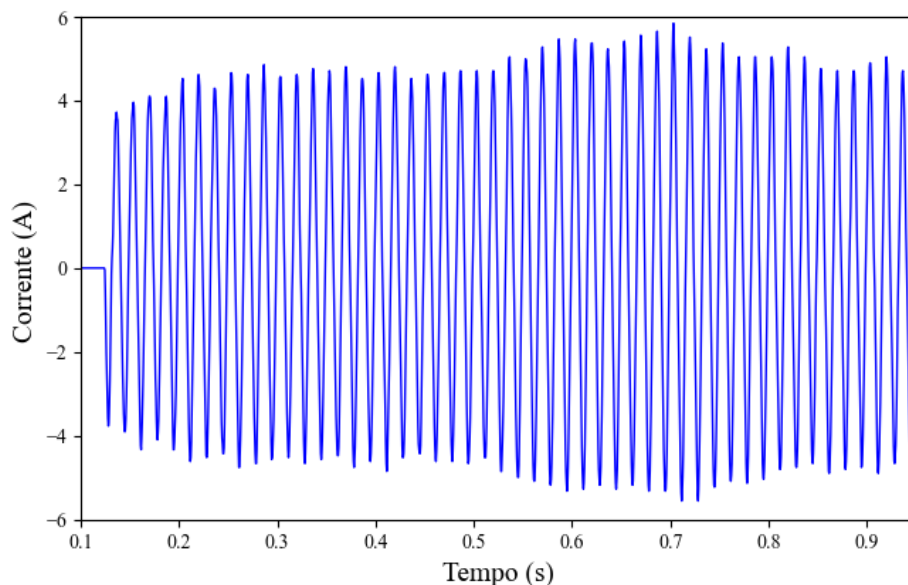


Fonte - Autoria própria.

A Figura 2.5 mostra uma forma de onda fictícia ressaltando as características de contorno (na cor vermelha), mas também pode se perceber as características como a não-linearidade e a assimetria.

Nem sempre é fácil definir o limite entre os regimes transitório e quase estacionário ou estacionário, como mostrado na Figura 2.5, pois existem outras formas de onda de corrente de FAI que não se encaixam em uma forma de onda padrão. Este fato pode ser observado na Figura 2.6, que corresponde à corrente de falta que flui através de uma árvore de 1 m de comprimento (Bambu).

Figura 2.6 – Forma de onda da Corrente de FAI através do Bambu.



Fonte – Autoria própria [70].

É imprescindível considerar que a forma de onda da FAI pode exibir regimes transitórios e quase-estacionários, que por vezes se repetem ao longo do tempo, embora essa recorrência não seja uma constante para todos os casos. Diferentes conformações de onda, que não seguem um padrão semelhante ao exemplificado na Figura 2.5, foram observadas nas contribuições dos autores [65], [66], [67] e [46]. Neste contexto, um modelo de FAI deve ser capaz de representar todas as formas de onda de falta relatadas na literatura, garantindo que o modelo possa ser utilizado para avaliar propostas de detecção ou localização desse tipo de fenômeno.

Por outro lado, conforme indicado por [57], as FAI geralmente são monofásicas, uma vez que a participação de múltiplas fases pode resultar em uma falta convencional de alta corrente ou até mesmo em duas FAI monofásicas isoladas. Por fim, é crucial considerar que a corrente da FAI está em fase com a tensão no ponto da falta, e a corrente harmônica significativa tende a atingir seu pico simultaneamente à componente fundamental da corrente de falta, como evidenciado por [57], [72] e [73].

2.3 Valores típicos da corrente da FAI

Nos sistemas de proteção, a presença de uma FAI pode ser interpretada como um aumento ou redução normal da carga e não ser detectada ou classificada como uma falta, devido à baixa amplitude de corrente [2], [74], [75].

Os valores típicos de corrente de FAI para vários tipos de superfícies submetidas a 12,5 kV são apresentados numa tabela 2.1 por [69], a qual serviu de referência para muitos trabalhos, como [38], [63], [39], [41], [74], [76] e [77]. Nesta tabela, destaca-se que a corrente máxima registrada para a FAI foi de 75 A. Além disso, observam-se dois aspectos significativos: 1) a corrente de falta varia conforme o tipo de superfície; e 2) a corrente de falta em uma superfície seca cresce significativamente quando a mesma superfície está molhada. Portanto, a amplitude da FAI é influenciada pelo tipo de superfície e pelo seu conteúdo de umidade.

Tabela 2.1 – Níveis de corrente através de diferentes tipos de superfície em sistema 12.5 kV.

Superfícies	Corrente (A)
Asfalto seco	0
Areia seca	0
Concreto não armado	0
Areia molhada	15
Gramma seca	25
Gramma molhada	50
Concreto armado	75

Fonte: adaptação [69]

Nos trabalhos [46] e [59] são apresentadas tabelas com valores de corrente para diferentes tipos de solo submetidos a tensão de 13,8 kV, nas quais o máximo valor registrado foi de 90 A. Dois fatos determinados na referência [69] são reforçados pelas tabelas apresentadas em [46] e [59], uma vez que as tabelas mostram valores de corrente similares. Entretanto, os dois trabalhos ([46] e [59]) mostram diferentes valores de corrente para um mesmo tipo e estado (molhado ou seco) do material, o que basicamente deve-se às diferenças nas características e dimensões dos materiais testados, ou seja, o tipo de material pode ser o

mesmo, mas as dimensões e características de construção do material, não.

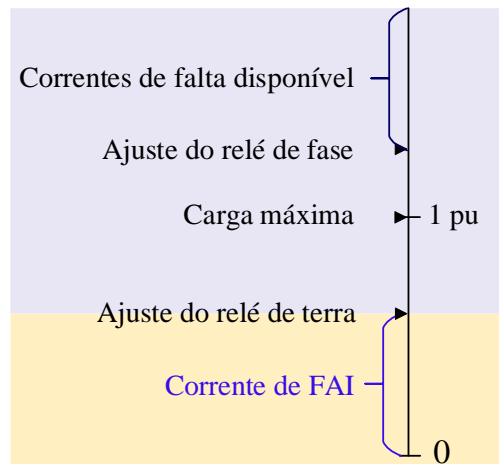
Acrescentando os dados sobre as amplitudes da FAI, apresentam-se dados para 15 kV e 20 kV, nos trabalhos [78] e [79], respectivamente. Os resultados nos testes da maioria dos tipos de superfícies seguem reforçando os fatos já mencionados, mas, em [79] nota-se que a corrente no estado molhado é inferior ao estado seco (pode ser um erro de tabulação) para as superfícies de asfalto e árvore.

Na referência [69], conclui-se que a corrente de FAI é maior para alimentadores que possuem maior nível de tensão, o que explica a grande importância da FAI em sistemas de MT em relação aos sistemas de alta tensão (AT). Exatamente, isso significa que a diferença de potencial no sistema de MT pode induzir a circulação de corrente através de uma alta impedância, sem que o valor da corrente seja suficiente para ser detectado como uma falta pelos dispositivos de proteção convencionais.

Um aspecto de grande relevância é a presença de diferentes camadas de superfície nos locais onde ocorrem eventos de FAI, podendo abranger ambientes tanto secos quanto úmidos. A intensidade das chuvas antes e durante a ocorrência da FAI e o estado da superfície (ex: vida útil do asfalto) afetam a amplitude da corrente de falta. Os valores de corrente apresentados pelos diferentes autores são utilizados para fins de referência.

Segundo [41], a corrente da FAI pode situar-se numa faixa compreendida entre o zero e o valor da corrente para o qual o relé de terra foi ajustado, tal como pode ver na Figura 2.7, na qual, mostram-se os ajustes dos relés de proteção, onde, tipicamente a corrente de terra fica dentro de um 25% e 50% da corrente de fase, mas os mesmos podem variar de acordo com as filosofias das concessionárias. A corrente de FAI também pode estar compreendida entre zero e a corrente máxima de desequilíbrio ajustado.

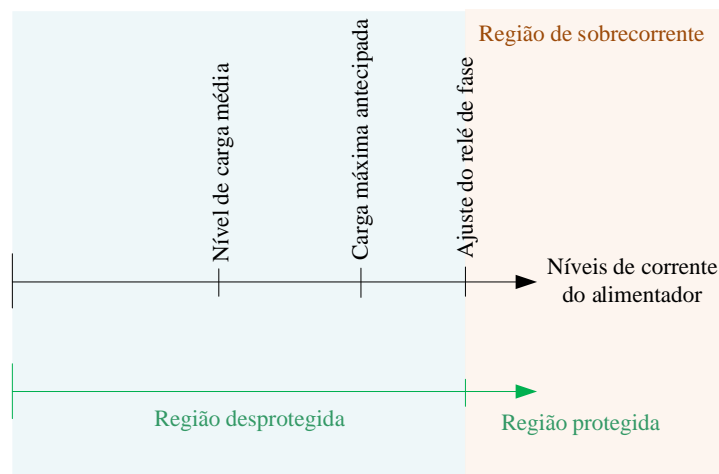
Figura 2.7 – Relação entre correntes de FAI e as configurações de dispositivos de sobrecorrente.



Fonte – Adaptação [41].

Segundo [69], se não houver proteção do relé de terra ou desequilíbrio, a região desprotegida (exposta à FAI) pelos relés de sobrecorrente vão de zero até o nível de corrente de ajuste do relé de fase, conforme se mostra na Figura 2.8.

Figura 2.8: Níveis de proteção do alimentador.



Fonte - Adaptação [69].

2.4 Parâmetros que influem na FAI

Na secção 2.3, foi mostrado que a amplitude da corrente de FAI é altamente influenciada pelo tipo de material e seu conteúdo de umidade. Mas a corrente de FAI também é influenciada por outros fatores: o tipo de condutor, a maneira como o condutor entra em contato com a superfície, o conteúdo mineral da superfície, as reações físicas e químicas das

superfícies de contato, as condições climáticas do ambiente (umidade, temperatura, etc.), níveis de tensão, tipos de carga (harmônicos e desequilíbrio) , entre outros [80], [81], [47], [82], [43] e [76].

A FAI é quase sempre acompanhada por arco elétrico, que é um fenômeno aleatório e imprevisível [82], [83] e [84]. Dependendo do tipo de superfície envolvida no caminho da falta, a resistência da FAI pode mudar devido ao calor produzido pelo arco e outros fatores mencionados no parágrafo anterior [82] e [83]. Se o condutor caído tiver vários pontos de contato com o solo, um ponto que estava anteriormente inativo pode começar a formar um arco devido a mudanças na distribuição de potencial [56], devido ao movimento do cabo, mudança das condições climáticas, condições do solo, etc.

O tipo de superfície depende da localização geográfica do local de ocorrência da FAI, especificamente onde o cabo faz contato. O tipo de superfície não pode ser generalizado porque a superfície ao longo do trajeto da rede de distribuição não é uniforme. A título de exemplo, podemos imaginar, uma rede em uma área urbana, onde geralmente a área de circulação de pessoas é de um tipo de material diferente da área de circulação de veículo, o cabo pode cair em uma das superfícies ou mesmo em ambas as superfícies (mesmo pode existir outro tipo de superfície que separa as duas áreas mencionadas).

Como a FAI é um fenômeno complexo com muitas variáveis não determinísticas, a obtenção de um modelo FAI geral é complicado, pois o modelo deve refletir todas as variáveis não determinísticas.

2.5 Arco elétrico

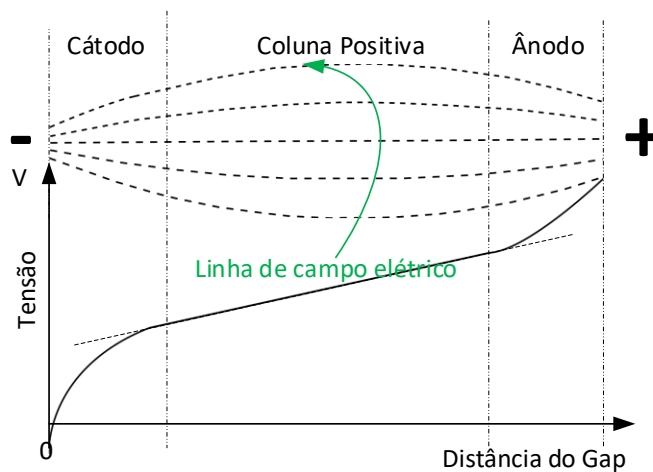
O arco é uma descarga elétrica que flui pelo ar entre dois eletrodos, e as condições necessárias para seu aparecimento são: (1) a existência de ar entre os eletrodos, separados por (2) uma distância muito curta e sujeito a (3) uma grande diferença de potencial [85]. Na corrente alternada, a circulação de corrente do arco pelo espaço de ar, começa quando a tensão senoidal atinge uma determinada amplitude (suficiente para quebrar a constante dielétrica do ar), e termina quando a tensão se aproxima a zero, ou seja, a circulação de corrente do arco pelo ar ocorre em uma determinada faixa de ângulo de fase da tensão senoidal [41], [86]. A cada meio ciclo, conforme a corrente do arco se aproxima do zero, o potencial diminui, permitindo que o arco seja extinguido, e quando a tensão aumenta, o arco se reacende [87].

O arco da FAI ocorre quando o condutor energizado está muito próximo ou não fazendo contato sólido com um objeto naturalmente aterrado [85], fazendo com que o pequeno espaço de ar se quebre e cause um fenômeno de avalanche de elétrons (arco) entre o condutor e o objeto. A característica da corrente de arco depende das condições do espaço de ar (folga) ou interface entre o material do condutor energizado e o objeto de alta resistência [40], [86].

A aleatoriedade do arco é devido à natureza intermitente e variável dos fluxos do arco, o que em parte é devido à variabilidade dos caminhos do arco [40], [43]. Por exemplo, quando um condutor caído entra em contato com o solo e se deforma, os trajetos do arco variam; quando um condutor está em contato com um galho de árvore em movimento, as trajetórias do arco variam (movimento mecânico); quando o arco aquece seus arredores, as trajetórias do arco variam, etc.

Segundo [88] e [89], no arco existente entre dois eletrodos é comum identificar três regiões, cátodo, ânodo e coluna positiva (ou plasma), conforme mostrado na figura 2.9. Na figura é possível observar a distribuição das linhas do campo elétrico e seu respectivo perfil de tensão, onde a queda de tensão na região do ânodo é menor do que a do cátodo (assimetria).

Figura 2.9 - Regiões do arco e tensões correspondentes.

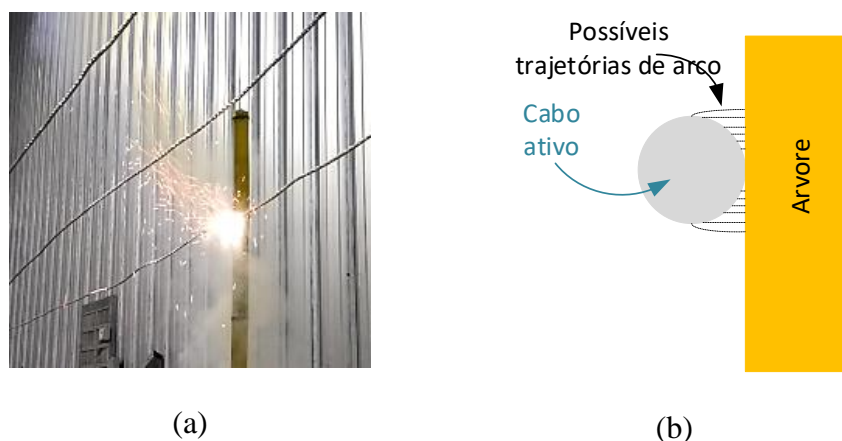


Fonte - Adaptação [88].

Na FAI, o arco elétrico pode estar presente quando o objeto de alta impedância e o condutor ativo entram em contato sem que esse seja sólido, ou quando existe um pequeno espaço de ar entre eles (eles não estão em contato). No caso de contato entre eletrodos (cabo

ativo e objeto de alta resistência), o espaço de ar não será uniforme, por exemplo, na figura 2.10.b possíveis caminhos não uniformes de arco elétrico podem ser visualizados, de maneira simplificada. Haverá parte da corrente que irá diretamente do fio para o objeto de alta resistência, outra parte que passara do fio pelo ar para o objeto. Quando não houvesse contato entre os eletrodos, toda a corrente passaria pelo pequeno espaço de ar, ou seja, não haveria corrente que passasse diretamente de eletrodo para eletrodo.

Figura 2.10 – FAI *shunt* com presença de arco: (a) Arco elétrico visível, (b) possíveis trajetórias do arco simplificadas.



Fonte – Autoria própria.

2.6 Perigo da FAI

Os principais perigos da FAI são o risco de choque elétrico para os seres vivos, e o risco de queima da floresta ou de bens materiais. Em relação aos acidentes elétricos, o percentual de sua ocorrência é considerável, conforme descrito na secção 1.7.

Como as FAI são extremamente difíceis de detectar com o uso de relés de sobrecorrente [90], [76], e os limites (limiares) de proteção não podem ser ajustados para valores baixos, pois a carga desequilibrada normal levará a numerosas falsas detecções [91], [84], [92]. Segundo [90], [93], [66], [61] e [41], as FAI podem persistir por horas ou dias, apresentando assim riscos à segurança das pessoas (choques) e potencial para incêndios, por maior tempo. De acordo com [41], [5] e [8], as FAI geralmente são identificadas apenas por observação (indicações físicas), ou seja, os consumidores informam a empresa sobre um objeto em contato com cabo se incendiando, um cabo caído com ou sem arco, ou por uma falta de fornecimento de energia elétrica, o que acontece até hoje.

Ao contrário dos curtos-circuitos de baixa impedância, as FAI representam uma pequena ameaça de danos aos equipamentos do sistema de distribuição, devido à baixa corrente, mas uma ameaça maior à segurança dos seres vivos. No entanto, devido à presença de arco elétrico, a FAI apresenta potencial de incêndio e explosões, o que causaria consecutivamente problemas legais (jurídicos) para a distribuidora [55], [9], [94], [95], [61] e [73].

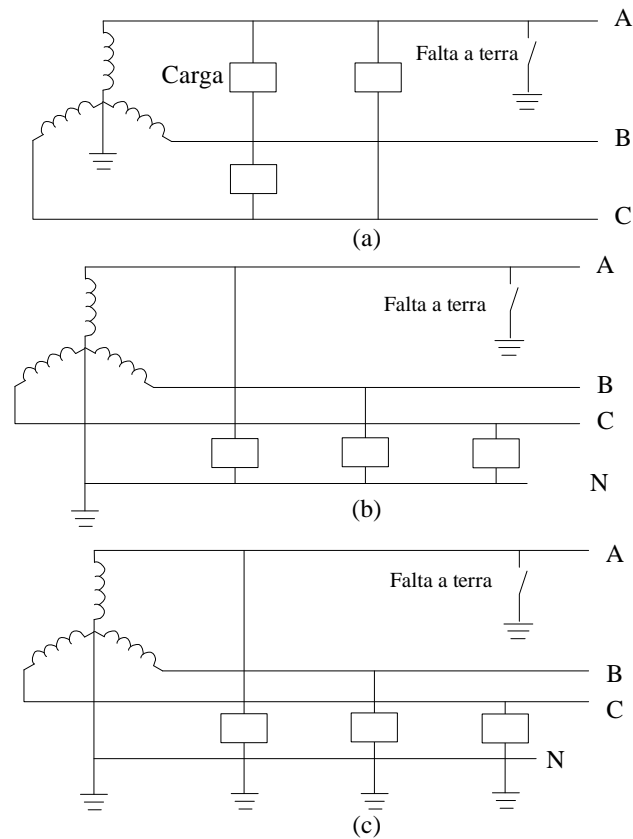
De acordo com [96], as RADEE em áreas florestais, tornam-se mais críticas frente a FAI, devido à exposição ao contato com árvores, e segundo [97], nesta situação haverá conflitos transitórios frequentes entre árvores e condutores, principalmente em condições de vento.

A fim de considerar o grande potencial de danos que podem ser causados, em particular, por FAI envolvendo árvores ou vegetação, em [98] e [99] relatam que as faltas envolvendo ativos elétricos foram diretamente responsáveis por três dos incêndios florestais em 2009 em Victoria, Austrália (conhecidos como Sábado Negro). Esses incêndios resultaram na morte de 173 pessoas e no ferimento de outras 4000. Em termos econômicos, o incêndio causou um prejuízo de \$ 4,4 bilhões ao estado.

2.7 Sistemas de distribuição solidamente aterrados e a FAI

Nesta seção, são descritos os sistemas solidamente aterrados ou aterrados por baixa impedância, pois são de interesse para o presente trabalho, enquanto os sistemas aterrados por alta impedância ou não aterrados (isolados) não são abordados. Segundo [100], em sistemas de distribuição de energia, existem dois tipos de aterramento implementados na prática: aterramento único (uni-aterrado) e aterramento múltiplo (multi-aterrado), conforme apresentado na Figura 2.11.

Figura 2.11 – Tipos de aterramento: (a) Sistema de 3 fios solidamente uni-aterrado, (b) Sistema de 4 fios solidamente uni-aterrado, (c) Sistema de 4 fios solidamente multi-aterrado



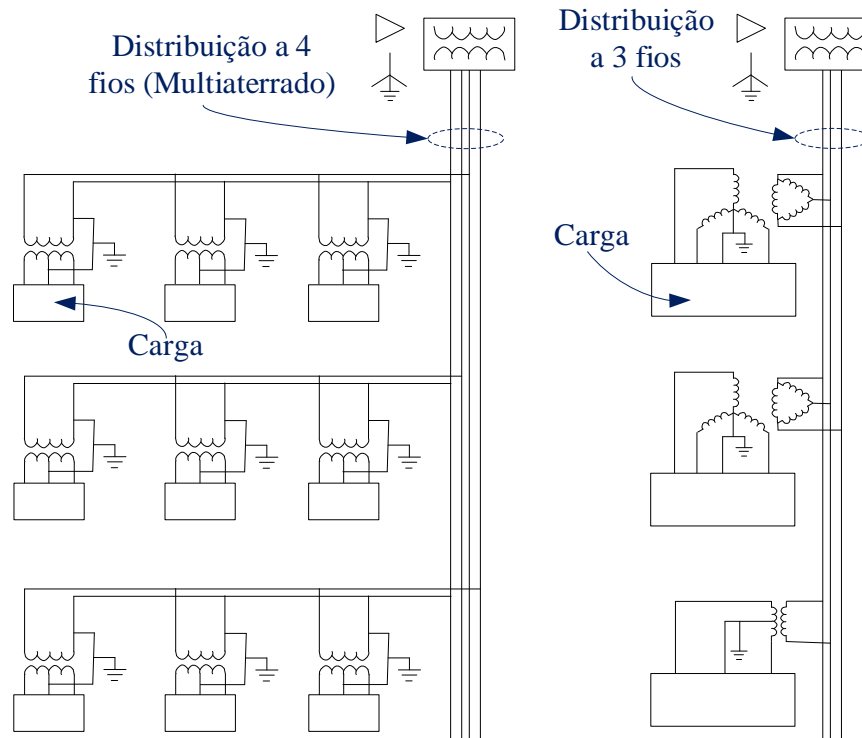
Fonte – Adaptação [100].

Em sistemas solidamente aterrados, as correntes de falta à terra retornam para a subestação através de seu sistema de aterramento, onde se misturam com a corrente desequilibrada das fases que também retorna à subestação. Observa-se que no caso da Figura 2.11a, onde as cargas são conectadas entre fases (estilo europeu), a única corrente que retorna à subestação na presença de uma falta seria a corrente de falta. Nos outros casos, onde as cargas são conectadas entre fase e neutro, a corrente que retorna à subestação seria uma mistura entre as correntes de carga e a corrente de falta. De acordo com [100], as FAI em sistemas multi-aterrados representam um desafio maior para os sistemas de proteção convencionais, uma vez que a corrente de falta de baixa magnitude se mistura com a corrente desequilibrada devido às cargas e linhas de distribuição assimétricas. No entanto, as FAI nos sistemas de distribuição europeus são mais fáceis de detectar [101].

Na Figura 2.12, são apresentadas as configurações dos sistemas de distribuição de estilo europeu e americano. Uma das principais diferenças entre eles é o tipo de transformador de distribuição (MT/BT) utilizado. No sistema europeu, são empregados

transformadores trifásicos de maior capacidade para alimentar as cargas de baixa tensão, os quais não possuem aterramento no primário (na presença de uma FAI, a resistência de falta seria o único elemento conectado entre a fase e a terra.). Por outro lado, no sistema americano, são utilizados transformadores monofásicos [101].

Figura 2.12 – Sistemas de distribuição: (a) Norte-americanos, (b) Europeus.



Fonte – Adaptação [101].

Para a localização de uma FAI, a configuração do sistema europeu é vantajosa, pois a corrente de falta pode ser medida diretamente pelo relé de terra localizado na subestação. No entanto, nos sistemas de estilo americano, a corrente de FAI se mistura com as correntes de carga monofásica que retornam pela terra ou neutro, tornando difícil separar com precisão a corrente de falta.

CAPÍTULO 3

3 LOCALIZADORES DE FAI

3.1 Propostas de localizadores de FAI presentes na literatura

A maioria das pesquisas sobre a localização de faltas concentrou-se nas linhas de transmissão. No entanto, nos últimos anos, a distribuição tem recebido crescente atenção, especialmente devido ao ambiente regulamentado em que muitas concessionárias operam. Nesse contexto competitivo, as empresas buscam aumentar a disponibilidade de energia para seus clientes. Segundo [102], [16], [103], [104], [105], [106], a localização de faltas em RADEE apresentam desafios significativos devido à sua complexidade, que se manifesta através de:

- Linhas não-homogêneas;
- Configuração radial com múltiplas laterais, resultando em vários candidatos a ponto de falta;
- Dispositivo de medição único localizado na subestação;
- Cargas distribuídas ao longo do alimentador;
- Presença de cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, e
- Comprimento de linha mais curto, o que requer maior largura de banda para dispositivos de medição.

Por outro lado, a maioria das pesquisas relacionadas à localização de faltas nas RADEE concentra-se nas FBI, o que significa que os algoritmos de localização de FAI são menos comuns. As propostas de LFAI em sistemas de distribuição podem ser classificadas em dois grupos:

- Métodos baseados em múltiplas medições ao longo da rede.
- Métodos baseados em medições na subestação.

No primeiro grupo, os trabalhos caracterizam-se basicamente por propor um maior número de dispositivos com sistema de comunicação, de forma que forneçam dados para a solução do problema. Dentro desse grupo, pode-se citar; [103], [107] (ondas viajantes), [108], [49], [44], [109], [110], [111], [112], [113] (wavelet), [36], [114], [115], [116], [117], [118], [119], [120], e [121]. Entretanto, essa abordagem é de alto custo econômico e impraticável, uma vez que requer a instalação e manutenção de dispositivos de medição

adicionais e um sistema de comunicação. Segundo [26], esse tipo de solução se torna inviável, especialmente considerando o grande número de alimentadores presentes nas concessionárias. Além disso, devido à natureza radial de uma rede de distribuição, a implementação prática da abordagem com múltiplos pontos de medição exigirá um investimento significativo em comparação com a abordagem que utiliza apenas medições na subestação [25]. Dentro desse raciocínio, no âmbito da abordagem do segundo grupo, as propostas que aproveitam os dispositivos existentes nas subestações tornaram-se ainda mais econômicas.

Dado que as propostas do segundo grupo são pertinentes para este trabalho, é possível classificá-las em dois subgrupos distintos, a saber:

- Métodos baseados em conhecimento; e
- Métodos baseados em modelo.

No primeiro subgrupo, têm-se [122], [75], [123], [124] e [125], os quais de apesar de utilizarem uma técnica simples (redes neurais) e rápido para localizar a falta, muitos dados são necessários para treinar, e os dados reais de FAI em diferentes condições e pontos de falta são difíceis de obter (os parâmetros da FAI são altamente aleatórios) [23], [26], [106].

No segundo subgrupo, encontram-se técnicas de processamento de sinais em alta frequência, composto por [16], [126] e [106]. Nesse contexto, a transformada Wavelet destaca-se como uma ferramenta matemática proeminente, embora se reconheça a presença de outras abordagens igualmente significativas. No entanto, a aplicação dessas ferramentas para localizar uma FAI depende da precisão de muitas faltas reais ou simuladas, que são utilizadas para criar uma base de dados que relaciona a distância da falta e as características dos sinais com falta. Quando ocorre uma falta, ela pode ser localizada procurando características semelhantes na base de dados, que por sua vez estão relacionadas às distâncias das faltas. Nesse contexto, a base de dados deve incluir todos os tipos de FAI em diferentes condições ambientais e técnicas do alimentador, o que é complexo devido aos parâmetros altamente aleatórios que definem uma falta desse tipo, conforme estudado no Capítulo 2.

Por outro lado, há trabalhos que visam evitar a necessidade de bases de dados ou instalação de novos equipamentos, utilizando os recursos já presentes em subestações. Esse grupo é composto por [127], [34], [25], [26], [37], [23]. Dentro dessa categoria, podem-se agrupar trabalhos que necessitam ou não dos dados da topologia da rede e suas cargas distribuídas.

Quando não se consideram as cargas distribuídas ao longo do alimentador, assume-se que não existem cargas entre a subestação e o ponto de falta. Isso pode gerar erros na estimação do local de falta, pois as correntes de carga a montante do ponto de falta não são compensadas. Neste grupo, encontram-se as propostas [25] e [26], que trabalham no domínio da frequência e espectral, respectivamente, enquanto [34] e [23] atuam no domínio do tempo. Esses trabalhos compartilham a característica de propor um conjunto de equações não lineares em função da distância do ponto de falta, das variáveis desconhecidas do modelo de FAI e dos parâmetros do modelo do alimentador. As variáveis desconhecidas são estimadas por meio dos métodos de estimação por Mínimos Quadrados (*LSE*), Mínimos Quadrados Ponderados (*WLS*) e método de Newton–Raphson. Vale ressaltar que no [26], a estimação das variáveis desconhecidas é realizada por uma Rede Neural Artificial (*ANN*), a qual é treinada utilizando o algoritmo Levenberg–Marquardt.

Finalmente, entre as propostas que levam em consideração a topologia do alimentador e suas cargas, destacam-se [127] e [37], que atuam nos domínios da frequência (phasor) e do tempo, respectivamente. Ambas compartilham o objetivo de identificar o ponto da falta, considerando FAI em vários pontos do alimentador, à medida que o próximo ponto está cada vez mais distante da subestação.

No trabalho [127], o ponto da falta é definido como aquele em que a parte imaginária da impedância de falta é praticamente zero, coincidindo com o último ponto de falta assumido. Já em [37], o erro da tensão medida na subestação é avaliado em relação ao calculado quando a falta é assumida em diferentes pontos. O ponto de falta é determinado pela posição que resulta no menor erro na avaliação. É importante destacar que o [127] utiliza um modelo de falta de resistência linear, que não representa adequadamente as características da FAI. Por sua vez, o [37] emprega o modelo de falta de diodos em antiparalelo, capaz de reproduzir parcialmente a não linearidade e a assimetria. No entanto, é necessário estimar os parâmetros do modelo de falta para cada ponto de falta assumido.

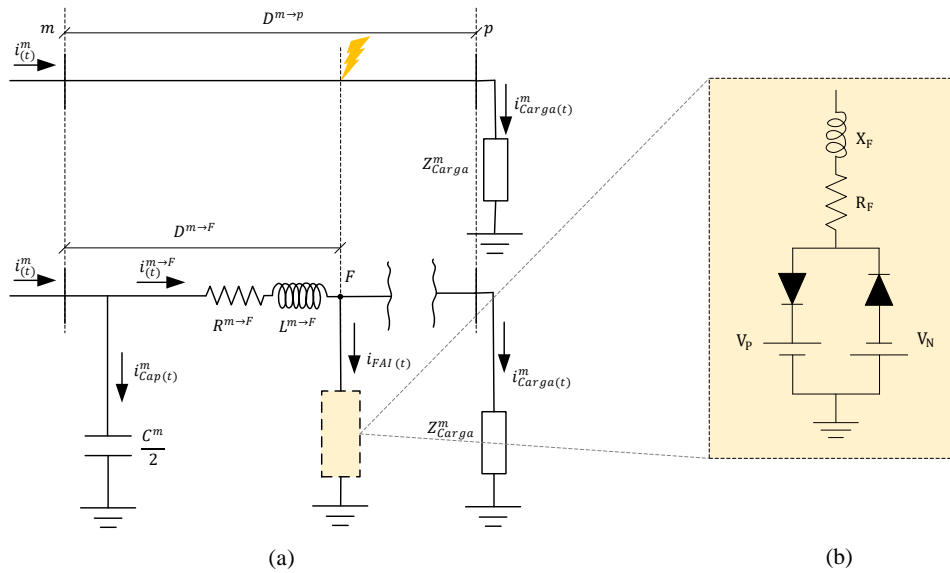
As abordagens existentes para a localização de LFAI que requerem um ponto de medição aumentam o número de parâmetros a serem estimados. Além do problema inicial de determinar a distância do ponto de falta (variável desconhecida), esses métodos adicionam os parâmetros desconhecidos do modelo de FAI apropriado, que também devem ser estimados simultaneamente. Um modelo mais completo que visa representar com maior precisão as características de uma FAI tende a ter um número maior de parâmetros para capturar a complexidade do evento de falta. Entretanto, os resultados da estimação podem

ficar comprometidos, uma vez que a matriz de parâmetros das equações algébricas formadas pode estar próxima da singularidade devido ao alto grau de dependência linear [23]. Além de algumas limitações identificadas nos diferentes trabalhos, é importante ressaltar que, não é o objetivo desta tese propor um método superior, mas sim oferecer uma alternativa aos métodos existentes, buscando complementar e enriquecer o panorama atual de pesquisa sobre o tema. No entanto, as contribuições do presente trabalho são descritas na secção 1.7.

3.2 Método de Iurinic [34]

Este autor propõe um sistema de equações no qual uma das variáveis desconhecidas é a distância até o ponto de FAI. Para este fim, considera-se o circuito da Figura 3.1:

Figura 3.1 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição com FAI para o método de Iurinic.



Fonte – Adaptação [34].

Aplicando a lei de tensões de Kirchof ao circuito da Figura 3.1a:

$$v_{(t)}^m = D^{m \rightarrow F} \cdot \left(R^{m \rightarrow F} \cdot i_{(t)}^{m \rightarrow F} + L^{m \rightarrow F} \cdot (i_{(t)}^{m \rightarrow F})' \right) + v_{(t)}^F \quad (3.1)$$

Onde: $v_{(t)}^m$ e $v_{(t)}^F$ são as tensões nos nós m e F , respectivamente; $D^{m \rightarrow F}$ é a distância entre os nós m e F ; $i_{(t)}^{m \rightarrow F}$ e $(i_{(t)}^{m \rightarrow F})'$ são a corrente que flui do nó m para o F e sua derivada, respectivamente; $R^{m \rightarrow F}$ e $L^{m \rightarrow F}$ são a resistência e a indutância por unidade de comprimento, respectivamente.

Aplicando a lei das correntes de Kirchof no nó m do circuito da Figura 3.1a:

$$i_{(t)}^{m \rightarrow F} = i_{(t)}^m - D^{m \rightarrow F} \cdot 0.5 \cdot C^m \cdot (v_{(t)}^m)' \quad (3.2)$$

Substituindo a equação (3.2) na equação (3.1), obtém-se:

$$v_{(t)}^m = D^{m \rightarrow F} \cdot R^{m \rightarrow F} \left(i_{(t)}^{m \rightarrow F} - D^{m \rightarrow F} \cdot 0.5 \cdot C^m \cdot (v_{(t)}^m)' \right) + D^{m \rightarrow F} \cdot L^{m \rightarrow F} \left((i_{(t)}^{m \rightarrow F})' - D^{m \rightarrow F} \cdot 0.5 \cdot C^m \cdot (v_{(t)}^m)'' \right) + v_{(t)}^F \quad (3.3)$$

Aplicando a lei das tensões de Kirchhof no modelo FAI da Figura 3.1b ([56]):

$$v_{(t)}^F = R_F \cdot i_{FAI(t)} + L_F \cdot (i_{FAI(t)})' + V_P \cdot sgp(i_{FAI(t)}) + V_N \cdot sgn(i_{FAI(t)}) \quad (3.4)$$

Onde:

$$sgp(i_{FAI(t)}) = \begin{cases} 1; & i_{FAI(t)} > 0 \\ 0; & i_{FAI(t)} \leq 0 \end{cases}$$

$$sgn(i_{FAI(t)}) = \begin{cases} 0; & i_{FAI(t)} \geq 0 \\ -1; & i_{FAI(t)} < 0 \end{cases}$$

Substituindo a equação (3.4) na equação (3.3), e realizando as operações:

$$v_{(t)}^m = D^{m \rightarrow F} \cdot \left(R^{m \rightarrow F} \cdot i_{(t)}^{m \rightarrow F} + L^{m \rightarrow F} \cdot (i_{(t)}^{m \rightarrow F})' \right) + R_F \cdot i_{FAI(t)} + L_F \cdot (i_{FAI(t)})' + V_P \cdot sgp(i_{FAI(t)}) + V_N \cdot sgn(i_{FAI(t)}) - (D^{m \rightarrow F})^2 \cdot \left(R^{m \rightarrow F} \cdot 0.5 \cdot C^m \cdot (v_{(t)}^m)' + L^{m \rightarrow F} \cdot 0.5 \cdot C^m \cdot (v_{(t)}^m)'' \right) \quad (3.5)$$

A equação (3.5) na forma matricial:

$$v_{(t)}^m = [D^{m \rightarrow F} \quad R_F \quad L_F \quad V_P \quad V_N \quad -(D^{m \rightarrow F})^2] \cdot \begin{bmatrix} R^{m \rightarrow F} \cdot i_{(t)}^{m \rightarrow F} + L^{m \rightarrow F} \cdot (i_{(t)}^{m \rightarrow F})' \\ i_{FAI(t)} \\ (i_{FAI(t)})' \\ sgp(i_{FAI(t)}) \\ sgn(i_{FAI(t)}) \\ R^{m \rightarrow F} \cdot 0.5 \cdot C^m \cdot (v_{(t)}^m)' + L^{m \rightarrow F} \cdot 0.5 \cdot C^m \cdot (v_{(t)}^m)'' \end{bmatrix}$$

Observa-se que, conhecendo (a) as tensões ($v_{(t)}^m$) e correntes ($i_{(t)}^{m \rightarrow F}$) medidas na subestação, (b) os parâmetros da linha ($R^{m \rightarrow F}$, $L^{m \rightarrow F}$ e C^m) e (c) a corrente de FAI ($i_{FAI(t)}$), as variáveis desconhecidas são 5: a primeira é a distância desde a subestação até o ponto de FAI e as outras 4 são parâmetros do modelo FAI. Nesse contexto, o problema pode ser resolvido utilizando métodos de estimação de parâmetros, do tipo o estimador de mínimos quadrados. A quantidade de variáveis desconhecidas aumenta em proporção com a quantidade de parâmetros que modelam a FAI.

Por outro lado, a estimação dos parâmetros desconhecidos do equacionamento (3.5) apresenta maior complexidade, devido à distância de falta ($D^{m \rightarrow F^2}$), que exige métodos não lineares de solução. Nesse contexto, Iurinic [34] testa dois cenários: (a) considerando a

capacitância da linha, e (b) desconsiderando a capacitância da linha. É importante observar que, ao desconsiderar a capacitância da linha, a solução pode ser obtida utilizando o ajuste de mínimos quadrados, pois a variável da distância de falta ao quadrado $(D^{m \rightarrow F})^2$ é eliminada do equacionamento (3.5). Finalmente o autor conclui que a desconsideração da capacitância não alterou a precisão do método em relação ao cenário que considera a capacitância da linha.

O teste da proposta foi realizado no tronco principal, que tem uma extensão de 1,5 km, do alimentador de teste de 13 barras do IEEE. Este comprimento é significativamente menor em comparação com os alimentadores reais das concessionárias. Além disso, a corrente de FAI é estimada através da diferença ponto a ponto entre as correntes pós-falta e pré-falta. Para cumprir este critério, identificam-se duas limitações principais:

- A falta de unidades de detecção precisas capazes de identificar o momento exato em que ocorre a falta, permitindo assim a gravação dos sinais relevantes. Estas unidades precisam ser capazes de operar em poucos ciclos, garantindo a captura adequada dos eventos de falta. No entanto, os detectores de FAI atualmente disponíveis no mercado ainda carecem dessa precisão e eficiência, destacando a necessidade de melhorias nessa área.
- A natureza variável da corrente de carga antes e depois do momento da FAI. Como a corrente de carga não é constante durante esse período de transição, a estimativa da corrente de falta com base na diferença entre as correntes pré-falta e pós-falta pode não ser precisa, dificultando ainda mais o processo de localização.

Por outro lado, de acordo com [26], o modelo de FAI utilizado por Iurinic [34] não apresenta adequadamente as faltas em superfícies diferentes ao solo arenoso, o que pode resultar em limitações para o método proposto quando a falta ocorre em superfícies que não podem ser adequadamente representadas pelo modelo de [56].

3.3 Método de Patrick [26]

O autor propõe usar o modelo de FAI de duas resistências não lineares em série [42], que é um modelo que pode reproduzir este tipo de faltas em diversos tipos de superfície. Por outro lado, o autor propõe resolver o sistema de equação usando o treinamento de redes neurais artificiais. Em relação ao método do Iurinic [34], as equações são as mesmas até a equação (3.3). A diferença no equacionamento reside no cálculo da tensão no ponto de falta

$(v_{(t)}^F)$ que é calculado conforme a equação (3.6):

$$v_{(t)}^F = \begin{cases} c_{1p} \cdot (i_{FAI(t)})^4 + c_{2p} \cdot (i_{FAI(t)})^3 + c_{3p} \cdot (i_{FAI(t)})^2 + c_{4p} \cdot i_{FAI(t)} + c_{5p}; & i_{FAI(t)} > 0 \\ c_{1n} \cdot (i_{FAI(t)})^4 + c_{2n} \cdot (i_{FAI(t)})^3 + c_{3n} \cdot (i_{FAI(t)})^2 + c_{4n} \cdot i_{FAI(t)} + c_{5n}; & i_{FAI(t)} < 0 \end{cases} \quad (3.6)$$

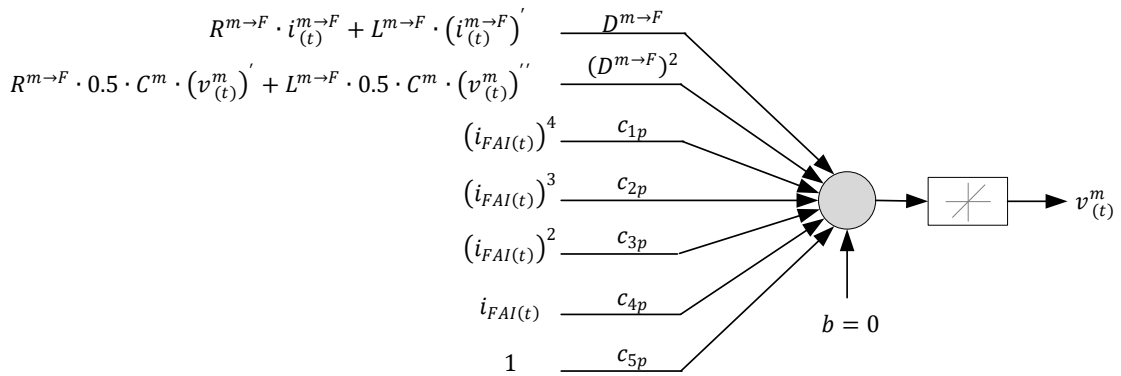
De acordo com a equação (3.6), a tensão no ponto de falta ($v_{(t)}^F$) é modelada utilizando uma expressão polinomial de quarta ordem, a qual tem a capacidade de representar faltas em diversas superfícies [59], ajustando os coeficientes da função polinomial.

Substituindo a tensão no ponto de falta ($v_{(t)}^F$) na equação (3.3) e expressando-a na forma matricial tem-se a equação (3.7):

$$v_{(t)}^m = \begin{bmatrix} D^{m \rightarrow F} & -(D^{m \rightarrow F})^2 & c_{1p} & c_{2p} & c_{3p} & c_{4p} & c_{5p} \\ R^{m \rightarrow F} \cdot i_{(t)}^{m \rightarrow F} + L^{m \rightarrow F} \cdot (i_{(t)}^{m \rightarrow F})' \\ R^{m \rightarrow F} \cdot 0.5 \cdot C^m \cdot (v_{(t)}^m)' + L^{m \rightarrow F} \cdot 0.5 \cdot C^m \cdot (v_{(t)}^m)'' \\ (i_{FAI(t)})^4 \\ (i_{FAI(t)})^3 \\ (i_{FAI(t)})^2 \\ i_{FAI(t)} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Observe que o equacionamento apresenta 6 variáveis desconhecidas, sendo uma a distância desde a subestação até o ponto de falta, e as outras 5 são constantes relacionadas ao modelo de falta. A distância até o ponto de falta e os parâmetros do modelo FAI são determinados através do treinamento de redes neurais artificiais com o algoritmo Levenberg–Marquardt, conforme mostrado na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Rede neural para estimar a distância desde a subestação até o ponto FAI.



Fonte – Adaptação [26].

O sistema de teste usado para avaliar o método proposto é mais extenso do que o utilizado por Iurinic [34]. O autor testa um sistema de distribuição com um comprimento total de 24 km, incluindo o comprimento dos ramais laterais. É importante observar que, para determinar a distância da falta ($D^{m \rightarrow F}$), é necessário conhecer as tensões ($v_{(t)}^m$) e correntes ($i_{(t)}^{m \rightarrow F}$) medidas na subestação, a corrente de FAI ($i_{FAI(t)}$) e os parâmetros elétricos do alimentador ($R^{m \rightarrow F}$, $L^{m \rightarrow F}$ e C^m). Em relação à estimação da corrente de falta, o cálculo é feito aplicando o mesmo procedimento utilizado por Iurinic, o que implica as mesmas possíveis limitações. Um ponto destacado pelo autor é que o método proposto apresenta menores erros na estimação da distância em comparação com a proposta de Iurinic.

Por fim, o método proposto assume que as cargas do alimentador estão localizadas após do ponto de falta, o que implica limitações na precisão do método. Portanto, os erros na estimativa da distância estão sujeitos às discrepâncias entre a suposição de que as cargas entre a subestação e o ponto de FAI estão localizadas no ponto da falta e a realidade de que essas cargas estão conectadas entre a subestação e o ponto da falta. Essa diferença na localização das cargas pode introduzir imprecisões significativas na estimativa do local de falta, uma situação semelhante à de Iurinic.

3.4 Método de Dasco [127]

Nas duas propostas descritas até agora, os autores não consideram as cargas distribuídas ao longo do alimentador e assumem que não existem cargas entre a subestação e o ponto de FAI. Nesse contexto, as correntes de carga não são compensadas até o ponto de falta, o que pode limitar a precisão do método para faltas localizadas longe da subestação.

Neste contexto, a proposta de Dasco [127] considera as cargas entre a subestação e a falta, e busca a FAI ao longo do alimentador, assumindo faltas em diferentes barras, e utilizando os dados das cargas e os parâmetros do alimentador. A busca começa na subestação e avança até o ponto de falta real, onde o ponto de FAI é aquele em que a impedância de falta calculada tem a parte imaginária próxima a zero (critério de parada). É importante destacar que o método foi proposto para alimentadores do estilo europeu.

Com base nos dados de tensão e corrente no início do alimentador (subestação), conforme mostrado na Figura 3.3, e nos parâmetros elétricos do próprio alimentador e suas cargas, é possível determinar a tensão e corrente em cada barra do alimentador, aplicando a etapa *forward* do algoritmo *backward/forward*. O autor parte do pressuposto de que as

O procedimento descrito é repetido para as barras onde a falta é assumida. Segundo o autor, a FAI é localizada na barra onde a parte imaginária é próxima a zero. Esse critério é baseado no fato de que a tensão e a corrente de uma FAI estão em fase.

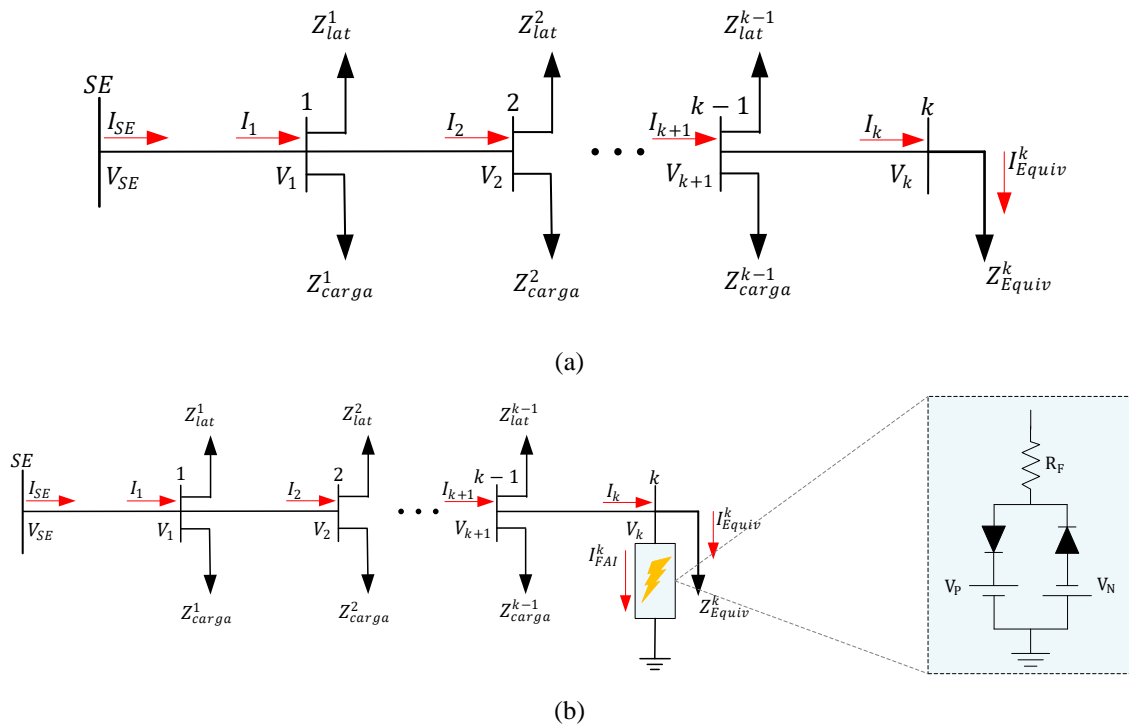
Entre as limitações percebidas, pode-se mencionar que a proposta utiliza álgebra de fasores para um fenômeno não estacionário. Além disso, a FAI é modelada como uma resistência linear (constante), o que apresenta várias limitações, visto que a FAI é não linear e possui características como assimetria, *build-up*, entre outros, conforme descrito no Capítulo 2. Adicionalmente, na prática, a medição da corrente de terra que retorna à subestação possui ruído, o que pode influenciar na precisão do cálculo da corrente de falta, especialmente considerando que a corrente de FAI possui valores baixos.

3.5 Método de Mortazavi [37]

A proposta deste autor [37] também considera as cargas distribuídas ao longo do alimentador, incluindo as cargas entre a subestação e o ponto de FAI. Portanto, as correntes de carga até o ponto de falta são levadas em conta. Em comparação com o método de Dasco [127], o autor trabalha no domínio do tempo e utiliza um modelo de FAI com diodos em antiparalelo para capturar a não linearidade e outras características desse tipo de falta. A semelhança com o método de Dasco está no fato de que o autor assume a ocorrência de FAI no alimentador inteiro IEEE de 34 barras, a cada 5 km. O autor conclui que a falta está localizada no ponto onde o erro entre a tensão medida e calculada da subestação é menor em comparação com os erros dos outros pontos de FAI assumidos.

O autor utiliza os dados de: (a) tensão e corrente medidos na subestação, (b) topologia e parâmetros do alimentador, e (c) cargas do alimentador. Com base nesses dados, conforme ilustrado na Figura 3.5, é possível determinar a tensão e corrente em qualquer barra k , utilizando o método de fluxo de potência *backward/forward*. Os dados necessários podem ser obtidos, uma vez que as tensões e correntes são medidas pelos sistemas de medição e monitoramento da subestação; a topologia e os parâmetros do alimentador são conhecidos pela empresa de distribuição de energia elétrica (base de dados); e as cargas do alimentador podem ser estimadas utilizando campanhas de medição, potências de transformadores, faturas de consumo de energia elétrica [128]. O autor presume que os valores das cargas já foram estimadas com alto nível de acurácia utilizando os métodos de estimação de [30], [129] e [130]. Para explicar a proposta, considera-se o alimentador da Figura 3.5.

Figura 3.5 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição sem e com FAI do método de Mortazavi.



Fonte – Autoria própria.

O algoritmo proposto utiliza dados de tensão e corrente pré-falta e pós-falta medidas na subestação:

- Dados pré-falta: são utilizados para calcular a impedância equivalente a jusante de uma barra k , aplicando a proposta de [131] no alimentador da Figura 3.5a. A impedância equivalente (Z_{Equiv}^k) será usada para trabalhar com os dados pós-falta e determinar a corrente de FAI.
- Dados pós-falta: são usados para localizar a FAI.

Antes de explicar o algoritmo de localização, é necessário estabelecer as características da Figura 3.5b:

- A barra k pode representar qualquer barra ou ponto do alimentador onde se presume a existência da FAI.
- A corrente de fase medida na subestação inclui a corrente de falta.
- A impedância equivalente da barra k representa a carga dessa barra e a rede a jusante da mesma. Esse equivalente é determinado com base em dados pré-falta de tensão e correntes medidas na subestação.

O procedimento em cada iteração para localizar a FAI é (com dados pos-falta):

1. Determinar a tensão e corrente na barra k usando a etapa *forward* do algoritmo *backward/forward*.
2. Calcular a corrente que flui pela impedância equivalente da barra k , resolvendo uma equação diferencial que relaciona a tensão e corrente na impedância R-L.
3. Determinar a corrente de falta, aplicando a lei de correntes na barra k (Ver Figura 3.5b): $I_{FAI}^k = I_k - I_{FAI}^k$.
4. Estimar os parâmetros do modelo FAI, aplicando o algoritmo de mínimos quadrados, com dados de tensão e corrente de falta na barra k , calculados nos passos anteriores.
5. Recalcular a tensão da barra k , com os parâmetros do modelo FAI e a corrente de falta.
6. Calcular a tensão na subestação, aplicando a etapa *backward* do algoritmo *backward/Forward*, com base na tensão recalculada e a corrente na barra k .
7. Determinar o erro entre as tensões medida e calculada (com FAI assumida na barra k) na subestação.

Uma vez aplicado o procedimento descrito aos diferentes pontos de faltas assumidos ao longo do alimentador, o algoritmo seleciona como ponto com FAI, aquele que tem o menor erro calculado.

Observe que o algoritmo deve seguir o procedimento para cada possível ponto FAI (a cada 5 km), que a sua vez implica que o tempo de localização será maior para alimentadores mais extensos. Além de isso, em cada iteração o cálculo parte da subestação e retorna a mesma. Então, para pontos de falta mais longes da subestação o tempo de cálculo será maior. Finalmente, que é necessário estimar os parâmetros do modelo FAI para cada iteração.

Em relação ao modelo falta usado, este é derivado do modelo de Emanuel [56], modelo que foi proposto para FAI sobre uma superfície de areia, que conseqüente, de acordo com [26], esse modelo de falta pode trazer limitações ao método proposto, quando a FAI aconteça sobre outras superfícies que não podem ser representados pelo modelo usado. Adicionalmente este modelo, gera sinais periódicos (corrente de FAI), o qual não é correto. O comportamento do sinal de corrente de FAI não é periódico após do instante da falta,

conforme estudado no Capítulo 2 (Ver Figuras 2.4 e 2.6).

Uma das vantagens da proposta é que a corrente de FAI não é calculada pela diferença de correntes pre-falta e pos-falta. Mas ainda os sinais pre-falta são usados para determinar a impedância equivalente da rede a jusante em cada ponto assumido. Neste contexto a unidade de detecção da FAI deve ser preciso, o qual atualmente não é garantido e pode limitar a aplicação da proposta.

3.6 Considerações finais

Da revisão bibliográfica detalhada dos trabalhos [34], [26], [127] e [37], pode-se observar que cada método tem certas vantagens e limitações na suas aplicações, principalmente porque dependem de um modelo FAI e dos dados pós-falta e pré-falta da corrente na fase defeituosa.

As contribuições identificadas dos métodos propostos para o presente trabalho são:

- Maneiras de formular equações para localizar a FAI.
- Uso de modelos de linha, de carga ou de falta e suas equações, assim como as suposições.
- A implicação do uso dos modelos de FAI na formulação para localizar a falta.
- Uso de métodos de estimativa de parâmetros para determinar as variáveis desconhecidas.
- As vantagens e desvantagens do uso ou não de processos iterativos para minimizar erros pela desconsideração das cargas entre a subestação e o ponto de falta.

Esses conhecimentos ajudaram a formular um novo método para localizar FAI, que será detalhado no capítulo 4 do presente trabalho.

CAPÍTULO 4

4 METODO PROPOSTO PARA LOCALIZAR UMA FAI

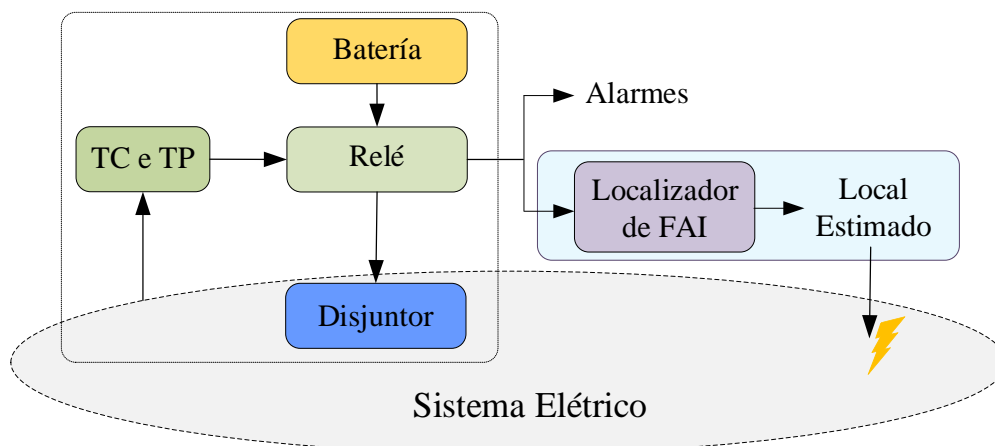
4.1 Módulo de localização da FAI

De acordo com [132], os componentes básicos de proteção das redes de distribuição são:

- Transformadores de tensão e corrente: são dispositivos que convertem altos níveis de tensão e corrente, respectivamente, em níveis mais baixos e seguros para medição e proteção.
- Relés: processam os sinais medidos pelos transformadores de tensão e corrente e dão instruções para abrir o circuito em condições de falta ou dão alarmes quando o equipamento protegido estiver prestes a ser danificado.
- Fusíveis: se autodestroem, protegendo assim os equipamentos a jusante.
- Disjuntores: é um dispositivo de seccionamento, que em condições normais de operação permite a passagem da corrente, e em condições anormais interrompe a passagem dessa corrente (baseado no comando dos relés).
- Baterias: para fornecer energia ininterrupta a relés e disjuntores independentes da fonte de alimentação principal.

O LFAI proposto pode se incluir dentro do sistema formado pelos componentes descritos, tal como se observa na Figura 4.1. Pode-se observar que o localizador depende diretamente do relé, ou seja, aproveita os sinais de tensão e corrente que o relé registra.

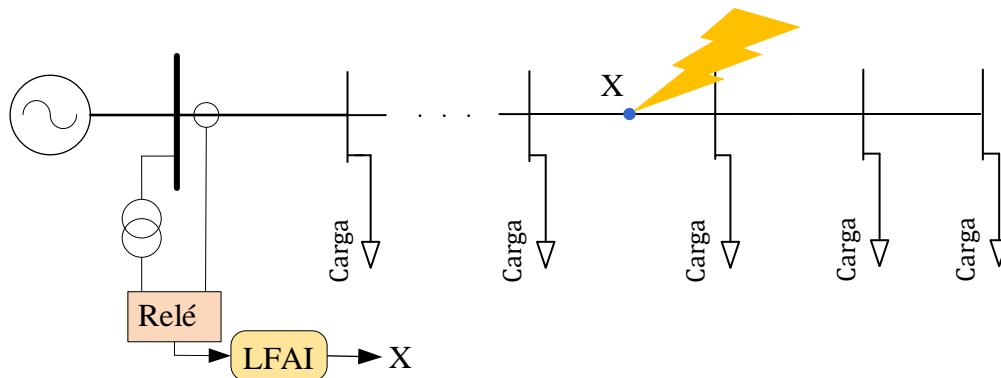
Figura 4.1 – Relação entre o sistema de proteção e o LFAI.



Fonte – Autoria própria, baseado no [132].

Vale ressaltar que, comercialmente, já existem detectores de FAI incorporados nos relés, que podem ser aprimorados. Portanto, neste trabalho, assume-se que a subestação possui o módulo de detecção. Na Figura 4.2, apresenta-se um diagrama simplificado do que o LFAI faria na rede de distribuição. Se a falta ocorrer no ponto X, o localizador deve ser capaz de determinar o ponto de falta usando as medições de tensão e corrente do relé da subestação.

Figura 4.2 – LFAI num alimentador.

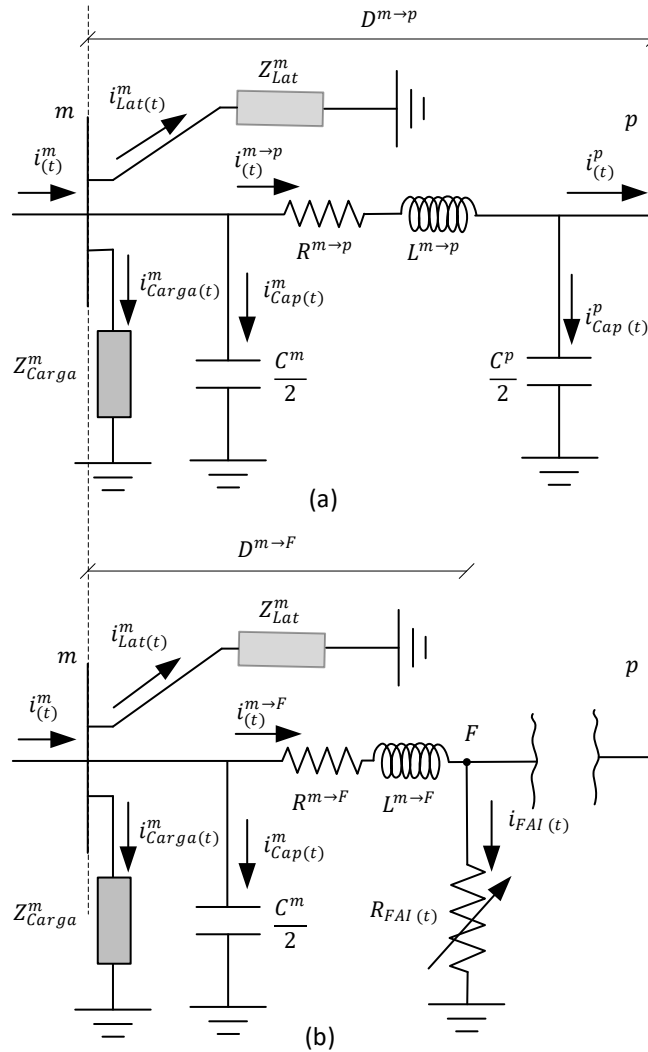


Fonte – Autoria própria.

4.2 Modelagem do segmento de linha de distribuição sem e com FAI

Esta seção apresenta equações gerais de tensão e corrente para um segmento de linha de distribuição, que serão usados na formulação do algoritmo de localização. Para entender melhor o conjunto de equações para qualquer segmento de linha de distribuição trifásico com falta, primeiro são desenvolvidas equações para um segmento de linha monofásico sem e com FAI. Cargas e ramais laterais são conectados ao segmento de linha. Um segmento de linha de distribuição monofásico sem e com FAI pode ser representado por circuitos nas Figuras 4.3a e 4.3b, respectivamente. A falta é representada por uma resistência não linear.

Figura 4.3 – Modelo de linha de distribuição sem e com FAI.



Fonte – Autoria própria.

Quando a lei das correntes de Kirchhoff é aplicada ao nó m do circuito sem FAI (Figura 4.3a), a corrente $i_{(t)}^{m \rightarrow p}$ é dada pela equação (4.1):

$$i_{(t)}^{m \rightarrow p} = i_{(t)}^m - i_{Cap(t)}^m - i_{Carga(t)}^m - i_{Lat(t)}^m \quad (4.1)$$

Onde $i_{(t)}^{m \rightarrow p}$ é a corrente que flui do nó m para o nó p ; $i_{(t)}^m$ é a corrente injetada no nó m ; $i_{Cap(t)}^m$ é a corrente que flui na metade da capacitância shunt concentrada no nó m ; $i_{Carga(t)}^m$ é a corrente consumida pela carga no nó m ; e $i_{Lat(t)}^m$ é a corrente que flui no ramo lateral no nó m .

A corrente $i_{Cap(t)}^m$ no nó m é dada pela equação (4.2):

$$i_{Cap(t)}^m = \frac{C^m}{2} \cdot \frac{d(v_{(t)}^m)}{dt} \quad (4.2)$$

Onde: $v_{(t)}^m$ é a tensão no nó m ; dt é o diferencial de tempo.

Como a tensão $v_{(t)}^m$ é igual à tensão na carga ou no ramo lateral (ver Figuras 4.3a), as correntes $i_{Carga(t)}^m$ e $i_{Lat(t)}^m$ podem ser determinadas usando a equação (4.3):

$$v_{(t)}^m = R_{carga\ ou\ Lat}^m \cdot i_{carga\ ou\ Lat(t)}^m + L_{carga\ ou\ Lat}^m \cdot \frac{d(i_{carga\ ou\ Lat(t)}^m)}{dt} \quad (4.3)$$

Onde: $R_{carga\ ou\ Lat}^m$ e $L_{carga\ ou\ Lat}^m$ são a resistência e a indutância da carga ou do ramo lateral, respectivamente, conectado ao nó m ; $i_{carga\ ou\ Lat(t)}^m$ é a corrente da carga ou do ramo lateral.

A lei de tensão de Kirchhoff aplicada ao circuito da Figura 4.3a resulta na equação (4.4):

$$v_{(t)}^m = D^{m \rightarrow p} \cdot \left(R^{m \rightarrow p} \cdot i_{(t)}^{m \rightarrow p} + L^{m \rightarrow p} \cdot \frac{d(i_{(t)}^{m \rightarrow p})}{dt} \right) + v_{(t)}^p \quad (4.4)$$

Onde: $v_{(t)}^m$ e $v_{(t)}^p$ são as tensões nos nós m e p , respectivamente; $D^{m \rightarrow p}$ é a distância entre os nós m e p ; $R^{m \rightarrow p}$ e $L^{m \rightarrow p}$ são a resistência e a indutância do segmento de linha (do nó m ao nó p) por unidade de comprimento.

Então a queda de tensão no segmento de linha é dada pela equação (4.5):

$$\Delta v_{(t)}^{m \rightarrow p} = v_{(t)}^m - v_{(t)}^p = D^{m \rightarrow p} \cdot \left(R^{m \rightarrow p} \cdot i_{(t)}^{m \rightarrow p} + L^{m \rightarrow p} \cdot \frac{d(i_{(t)}^{m \rightarrow p})}{dt} \right) \quad (4.5)$$

Na Figura 3.4b, a lei das tensões de Kirchhoff é usada para escrever a relação entre as tensões no nó m e no ponto de falta F , conforme a equação (4.6).

$$v_{(t)}^m = D^{m \rightarrow F} \cdot \left(R^{m \rightarrow F} \cdot i_{(t)}^{m \rightarrow F} + L^{m \rightarrow F} \cdot \frac{d(i_{(t)}^{m \rightarrow F})}{dt} \right) + v_{(t)}^F \quad (4.6)$$

Ou

$$v_{(t)}^m = D^{m \rightarrow F} \cdot H_{(t)}^{m \rightarrow F} + v_{(t)}^F \quad (4.7)$$

Onde: $v_{(t)}^F$ é a tensão no local de falta F ; $D^{m \rightarrow F}$ é a distância entre o nó m e o local de falta F ; $R^{m \rightarrow F}$ e $L^{m \rightarrow F}$ são a resistência e a indutância do nó m ao local de falta F por unidade de comprimento; $H_{(t)}^{m \rightarrow F}$ é a queda de tensão entre o nó m e o ponto de falta F por unidade de comprimento.

As equações (4.1) a (4.5) desenvolvidas acima são expandidas para qualquer seção de linha de distribuição trifásica sem e com FAI. As correntes de linha trifásicas $i_{abc(t)}^{m \rightarrow p}$ são

dadas pela equação (4.8):

$$i_{abc(t)}^{m \rightarrow p} = i_{abc(t)}^m - i_{Cap-abc(t)}^m - i_{Carga-abc(t)}^m - i_{Lat-abc(t)}^m \quad (4.8)$$

Onde: $i_{abc(t)}^m$ é o vetor para correntes de fase injetadas no nó m ; $i_{Cap-abc(t)}^m$ é o vetor para correntes de fase fluindo na metade da capacitância *shunt* concentrada no nó m ; $i_{Carga-abc(t)}^m$ é o vetor para correntes de carga trifásicas no nó m e $i_{Lat-abc(t)}^m$ é o vetor para correntes de fase fluindo no nó ramo lateral no nó m .

As quedas de tensão trifásicas nos segmentos de linha são dadas pela equação (4.9):

$$\begin{aligned} \Delta v_{abc(t)}^{m \rightarrow p} &= v_{abc(t)}^m - v_{abc(t)}^p = D^{m \rightarrow p} \cdot \left(R_{abc}^{m \rightarrow p} \cdot i_{abc(t)}^{m \rightarrow p} + L_{abc}^{m \rightarrow p} \cdot \frac{d(i_{abc(t)}^{m \rightarrow p})}{dt} \right) \\ &= D^{m \rightarrow p} \cdot H_{abc(t)}^{m \rightarrow p} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Com:

$$R_{abc}^{m \rightarrow p} = \begin{bmatrix} R_{aa}^{m \rightarrow p} & R_{ab}^{m \rightarrow p} & R_{ac}^{m \rightarrow p} \\ R_{ba}^{m \rightarrow p} & R_{bb}^{m \rightarrow p} & R_{bc}^{m \rightarrow p} \\ R_{ca}^{m \rightarrow p} & R_{cb}^{m \rightarrow p} & R_{cc}^{m \rightarrow p} \end{bmatrix} \quad L_{abc}^{m \rightarrow p} = \begin{bmatrix} L_{aa}^{m \rightarrow p} & L_{ab}^{m \rightarrow p} & L_{ac}^{m \rightarrow p} \\ L_{ba}^{m \rightarrow p} & L_{bb}^{m \rightarrow p} & L_{bc}^{m \rightarrow p} \\ L_{ca}^{m \rightarrow p} & L_{cb}^{m \rightarrow p} & L_{cc}^{m \rightarrow p} \end{bmatrix}$$

Onde: $R_{abc}^{m \rightarrow p}$ e $L_{abc}^{m \rightarrow p}$ são as matrizes para resistência de fase e indutância de fase do segmento de linha trifásico, respectivamente.

Para qualquer fase em falta, (4.7) torna-se (4.10), onde x é a fase com FAI.

$$v_{x(t)}^m = D^{m \rightarrow F} \cdot H_{x(t)}^{m \rightarrow F} + v_{x(t)}^F \quad (4.10)$$

Com:

$$H_{x(t)}^{m \rightarrow F} = [R_{xa}^{m \rightarrow F} \ R_{xb}^{m \rightarrow F} \ R_{xc}^{m \rightarrow F}] \cdot i_{abc(t)}^{m \rightarrow F} + [L_{xa}^{m \rightarrow F} \ L_{xb}^{m \rightarrow F} \ L_{xc}^{m \rightarrow F}] \cdot \frac{d(i_{abc(t)}^{m \rightarrow F})}{dt} \quad (4.11)$$

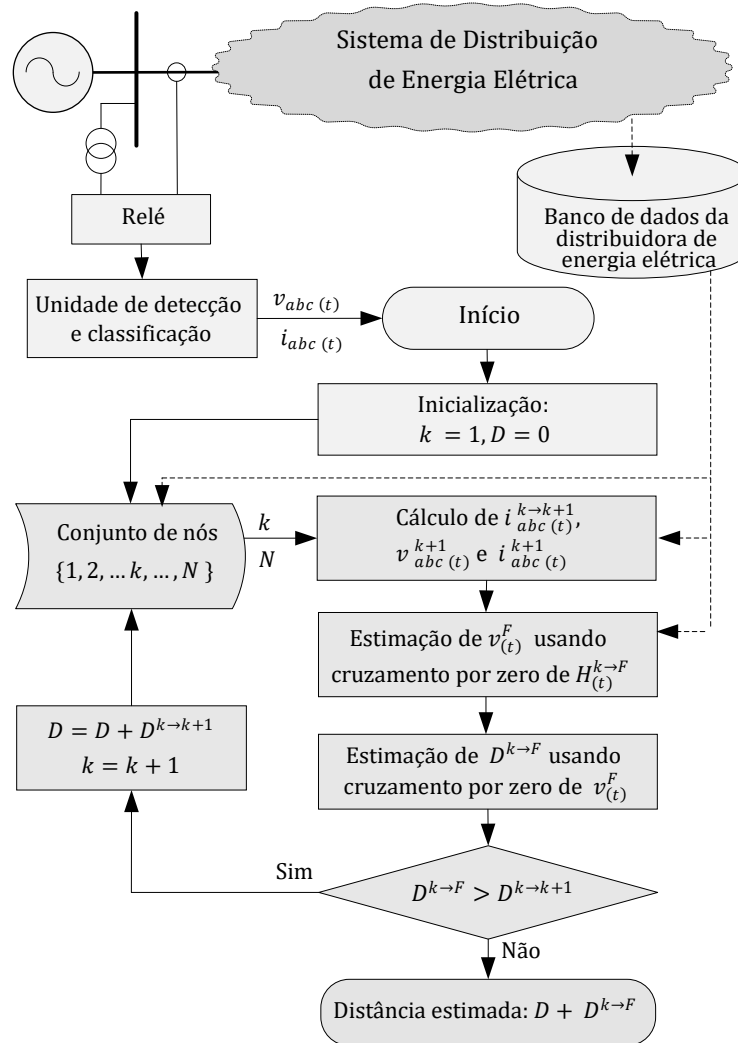
Onde: $i_{abc(t)}^{m \rightarrow F}$ é o vetor de correntes de linha trifásicas fluindo do nó m para o local de falta F .

4.3 Método proposto para localizar uma FAI

Esta seção introduz o método proposto para localizar as FAI usando o banco de dados da concessionária e os sinais de corrente e tensão capturados por um relé de proteção do alimentador com uma taxa de amostragem de 128 amostras por ciclo de 60 Hz. O método proposto é adequado para localizar as FAI no alimentador principal e nos ramos laterais. O banco de dados da concessionária contém parâmetros do alimentador, topologia do circuito e estimativas de carga em cada nó do alimentador. O fluxograma do método proposto é

ilustrado na Figura 4.4. A distância da falta D é estimada usando um esquema iterativo baseado no cálculo dos sinais $i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1}$, $v_{abc(t)}^{k+1}$ e $i_{abc(t)}^{k+1}$, na estimativa de dois parâmetros do sinal $v_{(t)}^F$ e no cálculo da distância $D^{k \rightarrow F}$ até que a convergência seja alcançada.

Figura 4.4 – Fluxograma do método de localização proposto.



Fonte – Autoria própria.

Onde: $i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1}$, $v_{abc(t)}^{k+1}$, $i_{abc(t)}^{k+1}$, $v_{(t)}^F$ e $D^{k \rightarrow F}$ são as correntes trifásicas fluindo do nó k para o nó $k+1$, tensões trifásicas no nó $k+1$, correntes trifásicas injetadas no nó $k+1$, tensão no local de falta F e distância do nó k ao local de falta F , respectivamente. O sobrescrito k é o número de iterações e o número de nós a montante do local da falta.

4.3.1 Inicializando o algoritmo e selecionando conjunto de nós

O método proposto inicia quando um evento FAI é detectado pelo relé. Após a

detecção da falta, são lidos os sinais trifásicos de tensão e corrente $v_{abc(t)}^1$ e $i_{abc(t)}^1$ registrados pelo relé. A fase defeituosa classificada por relé também é lida pelo algoritmo. Na inicialização do processo iterativo, k e D são definidos como 1 e 0, respectivamente. A seguir, é selecionado um conjunto de nós, composto por todos os nós do alimentador. O primeiro nó representa normalmente uma subestação de distribuição, enquanto o nó N representa o final do alimentador principal.

Para facilitar a implementação do método proposto, os números dos nós devem ser organizados em ordem crescente.

4.3.2 Cálculo de $i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1}$, $v_{abc(t)}^{k+1}$ e $i_{abc(t)}^{k+1}$

Nesta etapa, os parâmetros do alimentador, a topologia do circuito, a impedância de carga em cada nó do alimentador, bem como os sinais de tensão e corrente do relé são os dados de entrada necessários para calcular $i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1}$, $v_{abc(t)}^{k+1}$ e $i_{abc(t)}^{k+1}$. Com a notação k sobrescrito descrita, o sinal de corrente trifásico $i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1}$ é dado por:

$$i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1} = i_{abc(t)}^k - i_{Cap-abc(t)}^k - i_{Carga-abc(t)}^k - i_{Lat-abc(t)}^k \quad (4.12)$$

Os sinais de corrente trifásica $i_{Cap-abc(t)}^k$, $i_{Carga-abc(t)}^k$ e $i_{Lat-abc(t)}^k$ são calculados usando o sinal de tensão trifásico $v_{abc(t)}^k$, conforme mostrado nas equações (4.2) a (4.3). Na primeira iteração ($k=1$), $v_{abc(t)}^1$ e $i_{abc(t)}^1$ são os sinais de corrente e tensão registrados pelo relé na subestação. O sinal calculado $i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1}$ é usado na etapa seguinte para estimar o sinal de tensão $v_{abc(t)}^{k+1}$ na mesma iteração k . Também é usado para calcular os sinais trifásicos de tensão e corrente $v_{abc(t)}^{k+1}$ e $i_{abc(t)}^{k+1}$, respectivamente. Os sinais $v_{abc(t)}^{k+1}$ e $i_{abc(t)}^{k+1}$ calculados na iteração k são armazenados para calcular o sinal $i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1}$ usando (4.12) na iteração $k+1$.

Com a notação k sobrescrito descrita, os sinais $v_{abc(t)}^{k+1}$ e $i_{abc(t)}^{k+1}$ são dados por:

$$v_{abc(t)}^{k+1} = v_{abc(t)}^k - D^{k \rightarrow k+1} \cdot H_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1} \quad (4.13)$$

Com

$$H_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1} = R_{abc}^{k \rightarrow k+1} \cdot i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1} + L_{abc}^{k \rightarrow k+1} \cdot \frac{d(i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1})}{dt} \quad (4.14)$$

e

$$i_{abc(t)}^{k+1} = i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1} - i_{Cap-abc(t)}^{k+1} \quad (4.15)$$

com

$$i_{Cap-abc}^{k+1}(t) = \frac{C^{k+1}}{2} \cdot \frac{d(v_{(t)}^{k+1})}{dt} \quad (4.16)$$

Onde: $D^{k \rightarrow k+1}$ é a distância entre os nós k e $k+1$, $H_{abc}^{k \rightarrow k+1}$ é a queda de tensão trifásica entre os nós k e $k+1$ por unidade de comprimento e $i_{Cap-abc}^{k+1}(t)$ é a corrente que flui na metade da capacitância shunt concentrada no nó $k+1$.

Cálculo dos sinais $i_{abc}^{k \rightarrow k+1}(t)$, $v_{abc}^{k+1}(t)$ e $i_{abc}^{k+1}(t)$ é baseado na primeira etapa do método de fluxo de carga *backward/Forward* no domínio do tempo. Como os sinais de tensão e corrente registrados na subestação, t é substituído por $n\Delta t$ e as derivadas nas equações são aproximadas por diferenciação numérica, onde n é o número de amostras e Δt é o intervalo de tempo entre duas amostras consecutivas. A impedância de carga em cada nó do alimentador pode ser estimado usando abordagens de estimativa de carga propostas em [30], [128], [129] e [130]. Como a estimativa de carga está fora do escopo da tese, variações de carga aleatórias com distribuição normal em cada nó do alimentador são assumidas para simular erros de estimativa de carga.

4.3.3 Estimando os parâmetros de $v_x^F(t)$ usando cruzamentos de zero de $H_x^{k \rightarrow F}$

Nesta etapa, dois parâmetros do sinal de tensão no local de falta $v_x^F(t)$ são estimados a partir de cruzamentos por zero do sinal senoidal $H_x^{k \rightarrow F}$. Com a notação k sobrescrito descrita, a relação entre os sinais $v_x^k(t)$ e $v_x^F(t)$ é dada pela equação (4.17):

$$v_x^k(t) = D^{k \rightarrow F} \cdot H_x^{k \rightarrow F} + v_x^F(t) \quad (4.17)$$

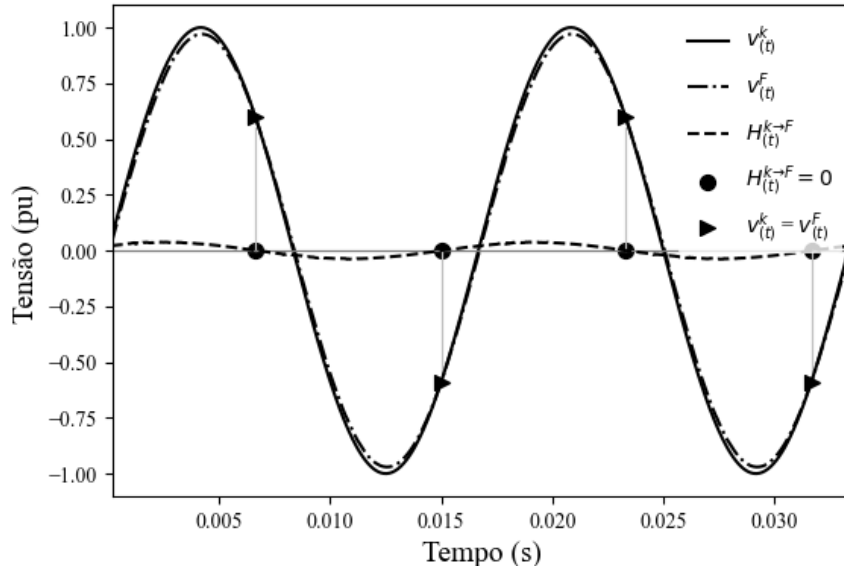
Com

$$H_x^{k \rightarrow F} = [R_{xa}^{k \rightarrow F} \ R_{xb}^{k \rightarrow F} \ R_{xc}^{k \rightarrow F}] \cdot i_{abc}^{k \rightarrow F} + [L_{xa}^{k \rightarrow F} \ L_{xb}^{k \rightarrow F} \ L_{xc}^{k \rightarrow F}] \cdot \frac{d(i_{abc}^{k \rightarrow F}(t))}{dt} \quad (4.18)$$

Observe na equação (4.17) que os valores instantâneos de $v_x^k(t)$ e $v_x^F(t)$ são iguais quando o valor instantâneo de $H_x^{k \rightarrow F}$ é igual a zero. Isso indica que os sinais $v_x^k(t)$ e $v_x^F(t)$ se interceptam no instante exato em que o sinal $H_x^{k \rightarrow F}$ cruza em zero. Esta condição pode ser melhor compreendida pelo conceito de cruzamento por zero em um sinal senoidal simulado $H_x^{k \rightarrow F}$. A Figura 4.5 mostra os sinais $v_x^k(t)$, $v_x^F(t)$ e $H_x^{k \rightarrow F}$ obtidos de uma simulação de ATP realizada em segmento de linha de distribuição trifásica com FAI. Círculos e triângulos pretos são usados na Figura 4.5 para indicar pontos de cruzamento zero

de $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$ e pontos de igualdade entre $v_{x(t)}^k$ e $v_{x(t)}^F$, respectivamente. Pode-se observar claramente que os cruzamentos de zero de $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$ e as igualdades entre $v_{x(t)}^k$ e $v_{x(t)}^F$ ocorrem no mesmo instante de tempo. Este fato sobre a relação entre os sinais $v_{x(t)}^k$, $v_{x(t)}^F$ e $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$ permite que os parâmetros do sinal senoidal $v_{x(t)}^F$ possam ser estimados a partir dos dados de $v_{x(t)}^k$ nos cruzamentos de zero de $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$.

Figura 4.5 – Sinais senoidais $v_{x(t)}^k$, $v_{x(t)}^F$ e $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$.



Fonte – Autoria própria.

Para estimar $v_{x(t)}^F$, são assumidas as seguintes premissas:

- O valor de pico de $V_{x(t)}^F$ é menor que o valor de pico de $V_{x(t)}^k$ devido à queda de tensão entre o nó k e o local de falta F .
- As tensões da fase defeituosa em todos os nós a montante do intervalo estão dentro das faixas especificadas para manter o fornecimento contínuo de energia (equação 4.20).

Os parâmetros desconhecidos (valor de pico e ângulo de fase) do sinal $v_{x(t)}^F$ são estimados usando uma abordagem de Levenberg-Marquardt [133] e [134], disponível no pacote SciPy do Python. O sinal $v_{x(t)}^F$ é matematicamente representado pela equação (4.19):

$$v_{x(t)}^F = V_p^F \sin(2\pi \cdot f \cdot t + \varphi^F) \quad (4.19)$$

Com

$$\lambda_{v_{min}} \cdot V_p^k \leq V_p^F < V_p^k \quad (4.20)$$

$$\varphi^k - \Delta\varphi_{max} \leq \varphi^F < \varphi^k \quad (4.21)$$

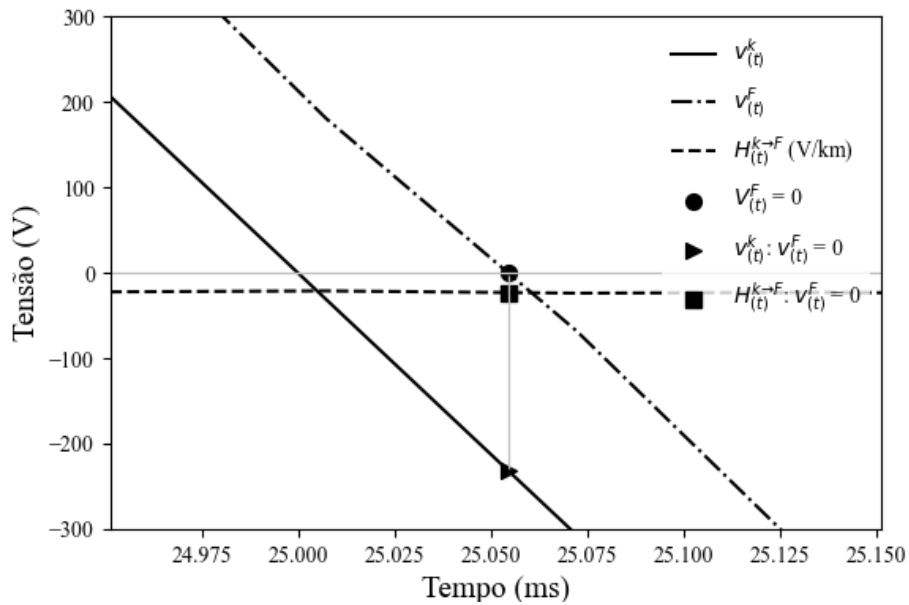
Onde: V_p^F é o valor de pico do sinal $v_{(t)}^F$; φ^F é o ângulo de fase do sinal $v_{(t)}^F$, e f é a frequência do sinal $v_{(t)}^F$; V_p^k é o valor de pico do sinal $v_{(t)}^k$, φ^k é o ângulo de fase do sinal $v_{(t)}^k$. f é assumido igual a 60 Hz. $\lambda_{v_{min}}$ e $\Delta\varphi_{max}$ são o fator de tensão mínima no ponto de falta e a variação máxima do ângulo de fase da tensão, respectivamente. Os limites mínimo e máximo de (4.20) e (4.21), basicamente, limitam o espaço de busca dos parâmetros V_p^F e φ^F , podendo ser ajustados de acordo com as características particulares do alimentador, considerando a máxima queda de tensão. Um maior valor de $\lambda_{v_{min}}$ implica menor queda de tensão.

No intervalo de n ciclos, $(2xn)$ amostras do sinal $v_{(t)}^k$ associadas aos pontos de cruzamento de zero de $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$ (equação 4.18) são reunidas para estimar os parâmetros desconhecidos de (4.19). A abordagem Levenberg-Marquardt foi implementada usando Python (equações 4.19, 4.20 e 4.21), onde n é o número de ciclos do sinal $v_{(t)}^k$.

4.3.4 Estimativa de $D^{k \rightarrow F}$ com base no cruzamento zero de $v_{(t)}^F$

A distância entre o nó k e o local de falta F é estimada usando apenas um ponto de cruzamento zero do sinal senoidal previamente estimado $v_{(t)}^F$. Observe em (4.17) que $D^{k \rightarrow F}$ é igual ao valor instantâneo de $v_{x(t)}^k$ dividido pelo valor instantâneo de $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$ quando o valor instantâneo de $v_{(t)}^F$ é igual a zero. Isso significa que os valores instantâneos de $v_{x(t)}^k$ e $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$ são diferentes de zero e simultaneamente positivos ou negativos, pois $D^{k \rightarrow F}$ é um valor absoluto. Esta condição é ilustrada na Figura 4.6, onde os valores instantâneos de $v_{x(t)}^k$, $v_{(t)}^F$ e $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$ são destacados no instante em que $v_{(t)}^F$ cruza em zero. Círculos, triângulos e quadrados pretos são usados na Figura 4.6 para indicar o ponto de cruzamento zero de $v_{(t)}^F$ e os pontos diferentes de zero de $v_{x(t)}^k$ e $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$, respectivamente.

Figura 4.6 – Sinais senoidais $v_{x(t)}^k$ e $H_{x(t)}^{k \rightarrow F}$ em torno de um instante em que $v_{(t)}^F$ cruza em zero.



Fonte – Autoria própria.

Devido a esse *insight*, a equação (4.17) pode ser simplificada para calcular $D^{k \rightarrow F}$, conforme a equação (4.22):

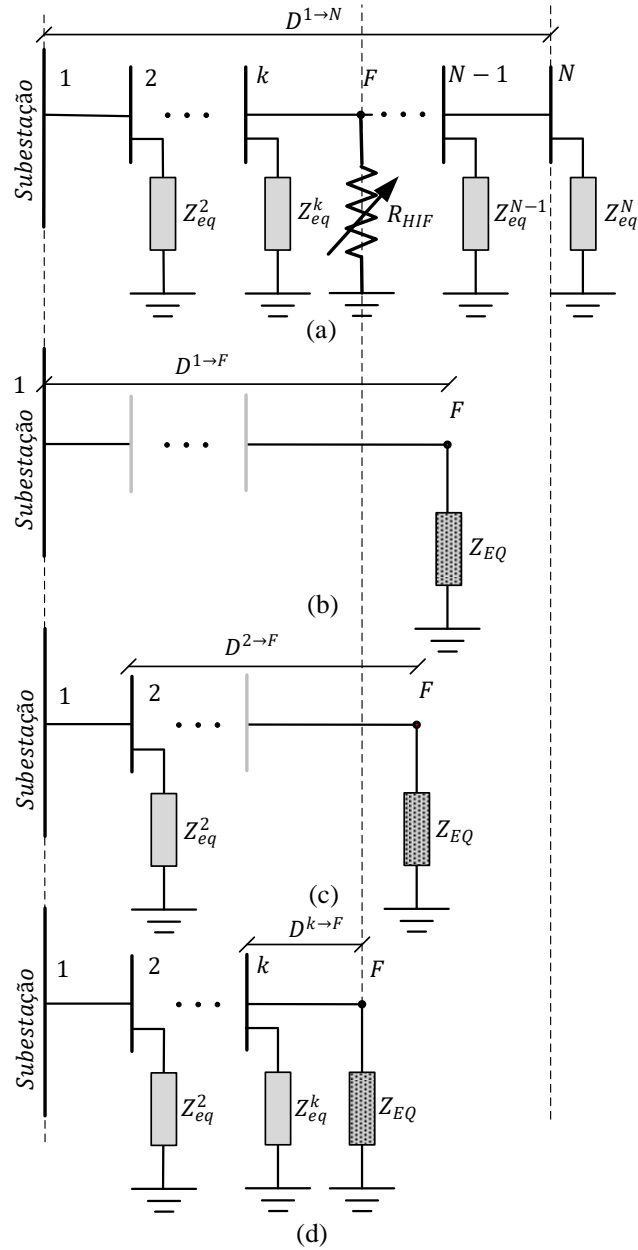
$$D^{k \rightarrow F} = \frac{v_{x(t)}^k}{H_{x(t)}^{k \rightarrow F}} \quad (4.22)$$

Finalmente, a convergência do algoritmo proposto é verificada a cada iteração. Se $D^{k \rightarrow F}$ for maior que $D^{k \rightarrow k+1}$, D e k são incrementados e o processo segue para a etapa inicial para selecionar o nó $k+1$. Caso contrário, a distância é estimada e o processo é finalizado.

4.3.5 Representação da fase defeituosa do alimentador em cada iteração

A Figura 4.7a mostra como a fase defeituosa do alimentador com FAI no local F é representada para cálculo $i_{abc(t)}^{k \rightarrow k+1}$, $v_{abc(t)}^{k+1}$ e $i_{abc(t)}^{k+1}$ em cada iteração do algoritmo proposto. Cargas e ramos laterais em cada nó k são representados por uma impedância equivalente Z_{eq}^k conectada ao respectivo nó k .

Figura 4.7 – Diagramas do alimentador com falta para processo de iteração: (a) Alimentador com FAI; (b) Cálculo $D^{k \rightarrow F}$ na 1ra iteração; (c) Cálculo $D^{k \rightarrow F}$ na 2da iteração; (d) Cálculo $D^{k \rightarrow F}$ na k -ésima iteração.



Fonte – Autoria própria.

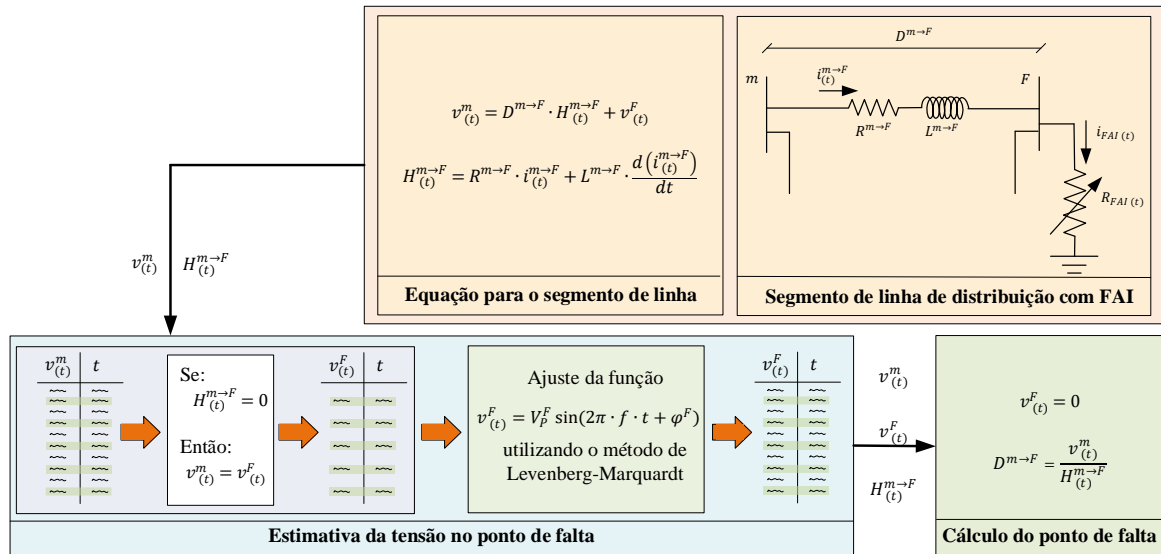
Figuras 4.7b a 4.7d ilustram como a fase defeituosa do alimentador é representada para estimar $v_{x(t)}^F$ e $D^{k \rightarrow F}$ na 1ª iteração, 2ª iteração e k -ésima iteração, respectivamente. Para estimar $v_{(t)}^F$ e $D^{k \rightarrow F}$, cargas e ramos laterais a jusante do nó k são representados por uma impedância equivalente Z_{EQ} concentrada no local de falta F (Z_{EQ} é adicionado à resistência não linear da FAI). Nas Figuras. 4.7b e 4.7c, observe que o local da falta é

deslocado para a direita de seu local original. Em outras palavras, as distâncias estimadas $D^{1 \rightarrow F}$ e $D^{2 \rightarrow F}$ são maiores que as distâncias reais dos respectivos nós até a falta. Isto acontece para compensar o efeito de agregar todas as cargas e ramos laterais a jusante do nó k no local de falta F . Esta compensação é diminuída a cada iteração. Como não há cargas entre o k -ésimo nó e o local de falta F , a distância estimada $D^{k \rightarrow F}$ é igual à distância real do k -ésimo nó e o local de falta, como mostrado na Figura 4.7. Isto destaca a importância de um método iterativo na localização precisa de FAI de um terminal para redes de distribuição aéreas. Vale ressaltar que Z_{EQ} não é calculado a cada iteração; Z_{EQ} é representado no diagrama de fases defeituosas do alimentador apenas para fins ilustrativos.

4.4 Resumo das etapas do método de localização

Nesta seção, as etapas para estimar a distância do ponto de falta em cada iteração são detalhadas de forma resumida, conforme ilustrado na Figura 4.8. No início da iteração, são fornecidos os dados de tensão e corrente na barra m ($v_{(t)}^m$ e $i_{(t)}^{m \rightarrow F}$), juntamente com os parâmetros do alimentador. Utilizando a equação para o segmento de linha e os dados mencionados, pode-se determinar $H_{(t)}^{m \rightarrow F}$. No bloco de estimativa da tensão no ponto de falta, a partir dos pares de pontos da tensão no ponto m ($v_{(t)}^m, t$), são selecionados os pontos que pertencem à curva da tensão no ponto de falta F ($v_{(t)}^F, t$), utilizando o conceito de cruzamento por zero de $H_{(t)}^{m \rightarrow F}$. Com os pares de pontos ($v_{(t)}^F, t$) selecionados e a função $v_{(t)}^F = V_P^F \sin(2\pi \cdot f \cdot t + \varphi^F)$, é possível ajustar a curva senoidal para determinar V_P^F e φ^F , utilizando o algoritmo Levenberg-Marquardt. Posteriormente, torna-se possível determinar o restante dos pares de pontos de $v_{(t)}^F$. Do bloco, tem-se como saída $v_{(t)}^m, v_{(t)}^F$ e $H_{(t)}^{m \rightarrow F}$. No último bloco, utilizando o conceito de cruzamento por zero de $v_{(t)}^F$ na equação do segmento de linha $v_{(t)}^m = D^{m \rightarrow F} \cdot H_{(t)}^{m \rightarrow F} + v_{(t)}^F$, é possível estimar a distância do ponto de FAI, $D^{m \rightarrow F}$ (ver Figura 4.8).

Figura 4.8 – Etapas do método de localização em cada iteração.



Fonte – Autoria própria.

Ressalta-se que o método proposto pode ser aplicado a FAI tanto do tipo *on-line* quanto *off-line* do lado da fonte, uma vez que a formulação da solução é independente desses tipos de falta. No entanto, neste trabalho, o foco está nas faltas *off-line* do lado da fonte, considerando que esse tipo de falta é mais frequente na bibliografia especializada.

CAPÍTULO 5

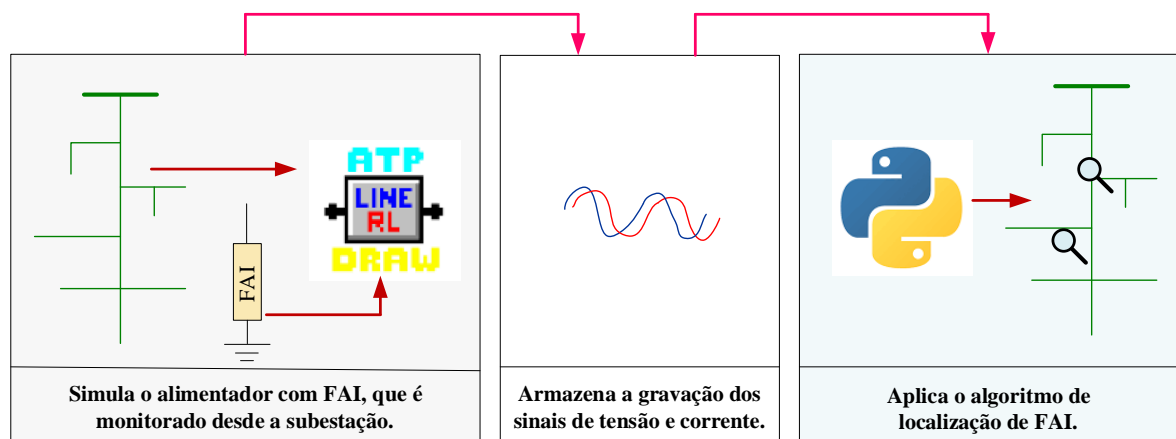
5 RESULTADOS

Nesta seção, os resultados da simulação são apresentados para mostrar a acurácia e o desempenho de convergência do método de localização de FAI proposto.

5.1 Softwares utilizados

Para as simulações neste capítulo, foram utilizadas as ferramentas computacionais ATPDraw e Python. O software ATPDraw foi empregado para montar o alimentador a ser testado e simular a falta, permitindo o monitoramento do alimentador desde a subestação e gravando os sinais de tensão e corrente das três fases, reproduzindo as condições de operação do alimentador (Ver Figura 5.1). O Python foi utilizado para aplicar o algoritmo de localização proposto, calculando a tensão e corrente em cada nó e estimando os parâmetros da tensão no ponto de falta. O ATPDraw foi escolhido devido à sua capacidade de simulação no domínio do tempo, sendo amplamente reconhecido na comunidade acadêmica para esse propósito. O Python foi selecionado devido à sua popularidade e facilidade de implementação de cálculos numéricos necessários para a aplicação do algoritmo proposto.

Figura 5.1 – Etapas para testar o algoritmo proposto.



Fonte – Elaboração própria.

5.2 Forma de avaliação do desempenho

O desempenho do algoritmo de localização é avaliado de acordo com a mesma abordagem utilizada em [119], [75], [34] e [26] usando o erro porcentual expresso na equação (5.1), onde a referência é a subestação.

$$Erro_{\%} = \frac{|D_{Real} - D_{Est}|}{L_{Tot}} \cdot 100\% \quad (5.1)$$

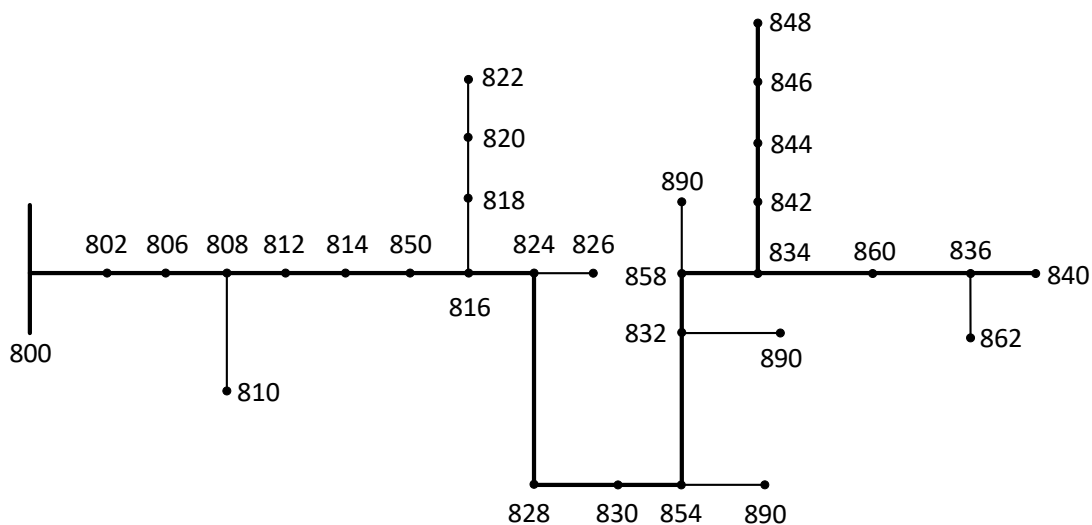
Onde:

- D_{Real} é a distância real da ocorrência da FAI.
- D_{Est} é a distância estimada pelo algoritmo para a ocorrência da FAI.
- L_{Tot} é a distância total do alimentador.

5.3 Alimentador Teste Modificado de 34 Nós do IEEE

As simulações de FAI foram realizadas no alimentador de teste IEEE modificado de 34 nós, conforme mostrado na Figura 5.2. Este alimentador aéreo é extenso e possui capacitores *shunt* e cargas desequilibradas. A tensão nominal do alimentador é de 24,9 kV. Todas as cargas foram modeladas como impedância constante. Os dois reguladores de tensão foram desconsiderados, já que esta tese não aborda o controle de tensão. Os dados deste alimentador de teste estão disponíveis em [135]. O nó 800 representa a subestação primária. Nós fictícios foram adicionados ao alimentador para modelar cargas uniformemente distribuídas entre alguns nós como cargas concentradas. A distância do nó mais distante à subestação é de aproximadamente 58 km. Nas simulações realizadas no alimentador de teste IEEE modificado de 34 nós, as FAI foram modeladas por duas resistências não lineares em série e controladas por meio de análise transiente de sistemas de controle (TACS), conforme proposto em [42]. As FAI foram simuladas ao longo do alimentador principal em intervalos de 5 km para avaliar a precisão do método proposto.

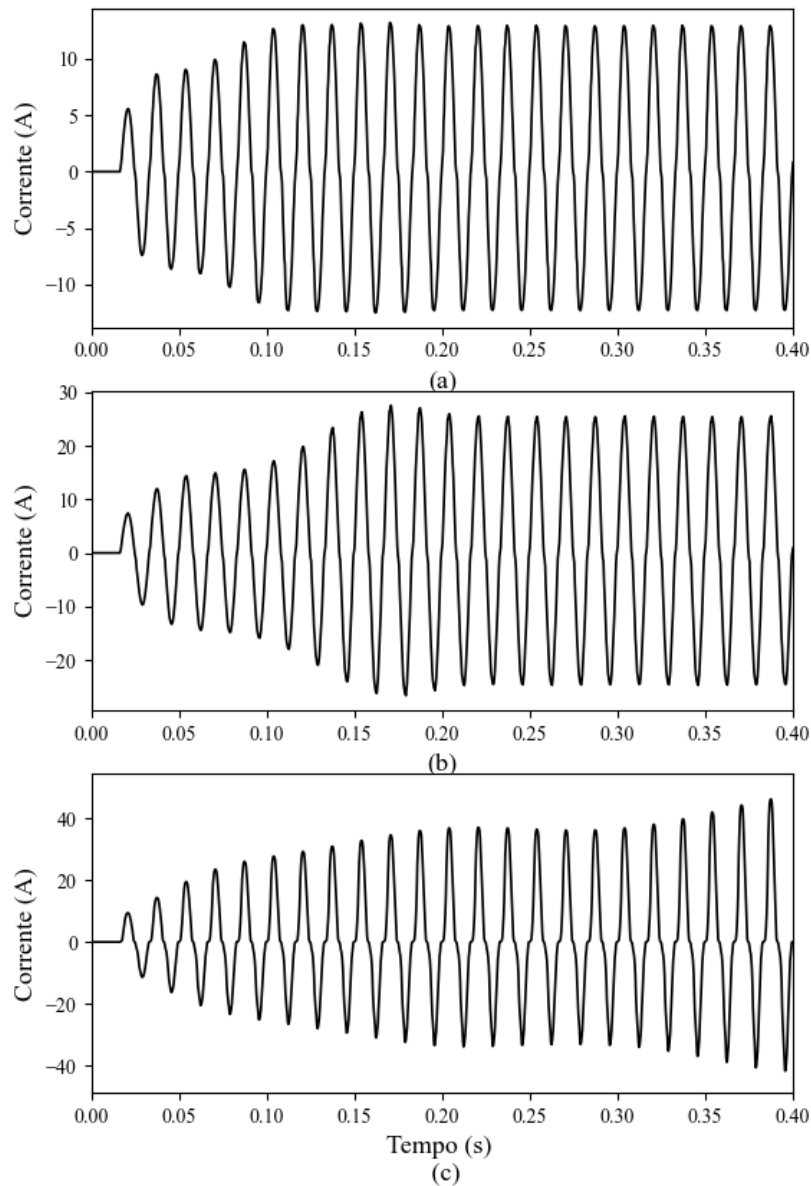
Figura 5.2 – Alimentador IEEE 34 barras modificado.



Fonte – Adaptação [135].

Três tipos de superfície do solo são considerados nas simulações: areia, paralelepípedo e cascalho. Sinais reais de tensão e corrente, obtidos a partir de testes de campo de FAI relatados em [59], foram utilizados nesta tese para parametrizar as duas resistências não lineares do modelo de falta. Esses testes de campo foram realizados em uma estrutura montada com condutor energizado em $13,8/\sqrt{3}$ kV. Os sinais reais de tensão e corrente foram registrados a uma taxa de amostragem de 32 amostras por ciclo de 60 Hz. As Figuras 5.3a a 5.3c mostram os sinais reais de corrente de falta produzidos por FAI em areia, paralelepípedo e cascalho, respectivamente. Os valores desses sinais de corrente de falta foram normalizados para a tensão base de $24,9/\sqrt{3}$ kV para testes no alimentador IEEE modificado de 34 nós. Um intervalo de tempo de 10 μ s foi utilizado nas simulações ATPDraw considerando uma frequência de amostragem de 100 kHz (ou 1.666 amostras por ciclo de 60 Hz). Em cada caso simulado, os sinais de tensão e corrente resultantes no nó 800 foram armazenados com uma taxa de amostragem de 128 amostras por ciclo de 60 Hz.

Figura 5.3 – Sinais de falta reais obtidos de testes de campo em três tipos de superfície: (a) areia, (b) paralelepípedo e (c) cascalho.



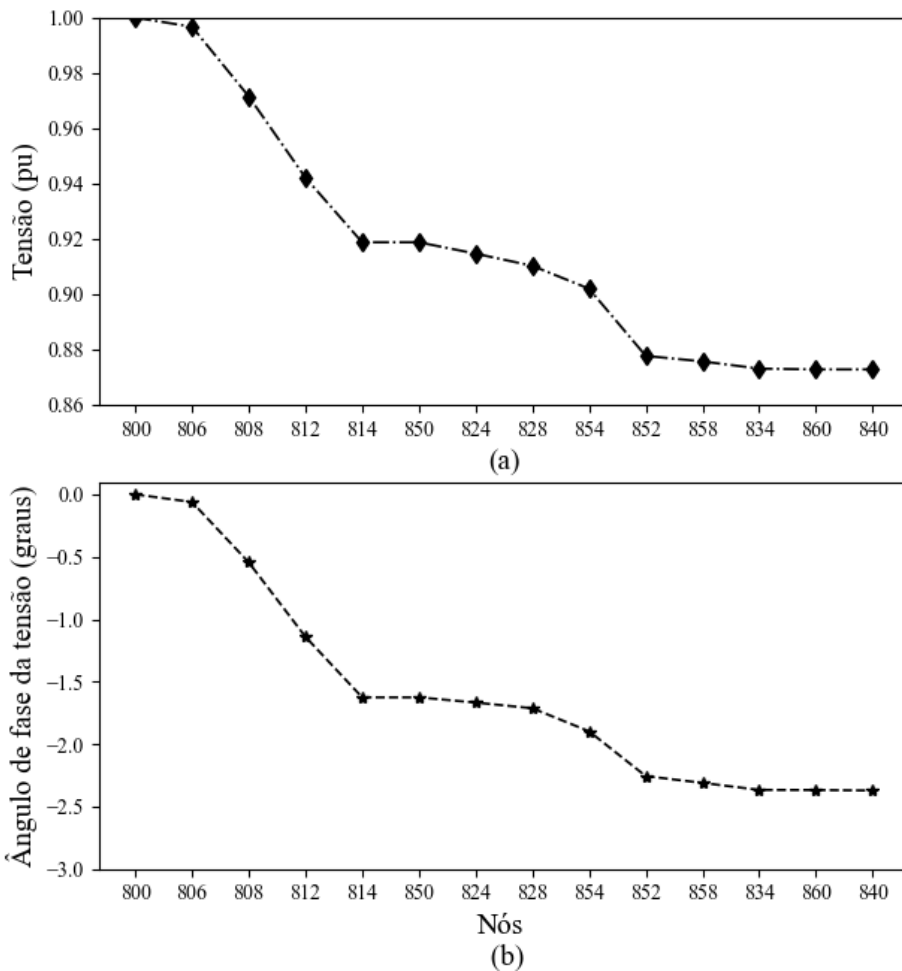
Fonte – Adaptação [59].

É importante observar (Figura 5.3) que os sinais de corrente de falta associados aos três tipos de superfície do solo apresentam valores de pico diferentes durante os períodos de *shoulder* e *buildup*. Essas discrepâncias nos valores de pico da corrente de falta são atribuídas às características específicas de cada tipo de solo, como umidade, porosidade e densidade. Devido a essas variações nos valores de pico, as resistências de falta para cada tipo de superfície do solo também são distintas. Portanto, a resistência de falta é um fator importante considerado neste teste de validação. Além disso, é notável que particularidades nos sinais de corrente, comumente causadas por FAI, como assimetria entre as meias ondas

e distorção no sinal, também são levadas em conta.

As Figuras 5.4a e 5.4b ilustram as quedas de tensão e as variações do ângulo de fase de tensão ao longo dos segmentos de linha do alimentador principal para uma condição de carga média, respectivamente. As magnitudes e os ângulos de tensão em cada nó do alimentador de teste foram calculados utilizando o algoritmo de cálculo de fluxo de potência do software ATPDraw. É perceptível que as quedas de tensão e as variações do ângulo de fase da tensão em cada segmento de linha do alimentador principal são muito pequenas. Com base nesta análise de estado estacionário, foram adotados os valores de $\lambda_{v_{min}} = 0,85$ e $\Delta\varphi_{max} = 5^\circ$ para estimar os parâmetros desconhecidos da equação (4.19). A partir da experiência do autor após diversas execuções do método proposto, assumiu-se que n é igual a 5 ciclos do sinal $v^k_{(t)}$ para estimar a distância da falta com um alto nível de precisão.

Figura 5.4 – Condições operacionais do alimentador de teste: (a) queda de tensão ao longo do alimentador principal; e (b) variação do ângulo de fase da tensão ao longo do alimentador principal.



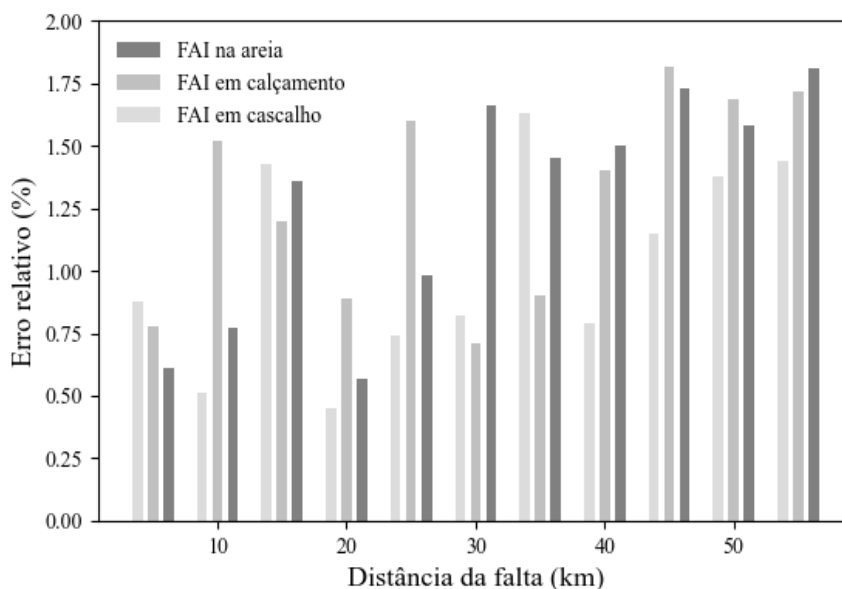
Fonte – Autoria própria.

5.3.1 Acurácia do Método Proposto

Nesta subseção, a acurácia do método proposto é avaliada considerando diversos fatores, como o tipo de superfície do solo, o valor de pico do sinal de corrente de falta, a assimetria do sinal de corrente, o nível de carga do alimentador e os erros de estimativa de carga.

A Figura 5.5 mostra o erro relativo da distância estimada da falta pelo método proposto considerando três tipos diferentes de superfície do solo, três valores de pico do sinal de corrente de falta e três níveis de assimetria do sinal de corrente de falta. Os resultados indicam que os erros relativos na estimativa da distância da falta são muito pequenos para as FAI simuladas ao longo do alimentador de teste. Embora haja uma tendência crescente do erro relativo à medida que a distância da falta aumenta, o erro relativo máximo não excede 1,85%. Os resultados também demonstram que a precisão do método proposto não é afetada por nenhum dos três tipos de superfície do solo. Além disso, três valores diferentes de pico do sinal de corrente de falta e três níveis diferentes de assimetria do sinal de corrente de falta não impactam na acurácia do método proposto.

Figura 5.5 – Erro relativo (%) da distância estimada da falta considerando três tipos diferentes de superfície do solo.

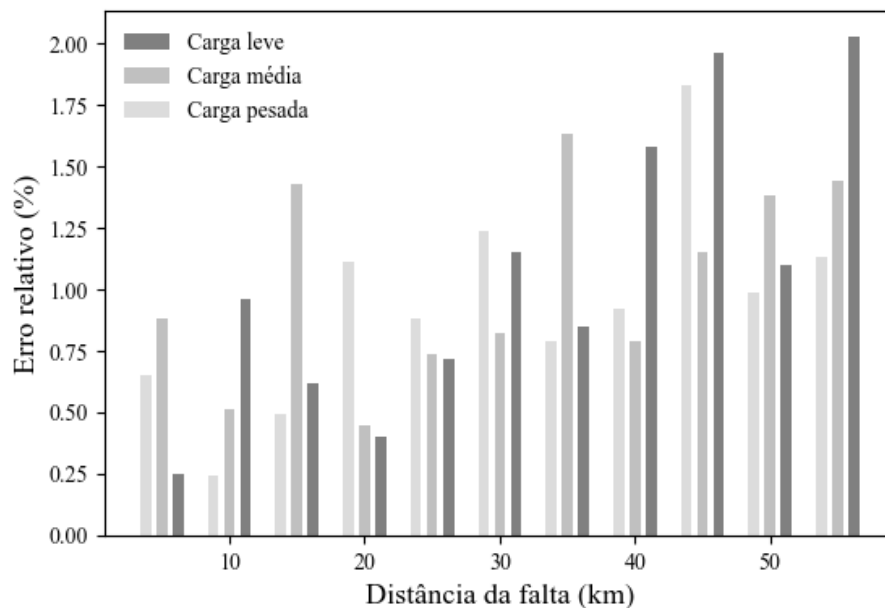


Fonte – Autoria própria.

A Figura 5.6 mostra o erro relativo da distância da falta estimada pelo método proposto considerando três diferentes níveis de carregamento do alimentador. Foram considerados os seguintes níveis de carregamento do alimentador: carga leve, carga média e

carga pesada. Para estes cenários, apenas foram simulados FAI em cascalho ao longo do alimentador de teste. Os resultados mostram que os erros relativos da distância estimada da falta são insignificantes, indicando alta precisão do método proposto. Tal como nos resultados anteriores, existe uma tendência crescente do erro relativo à medida que a distância da falta aumenta. No entanto, o erro relativo não ultrapassa 2,0%. Isto prova que o nível de carregamento do alimentador tem pouco impacto na acurácia do método proposto.

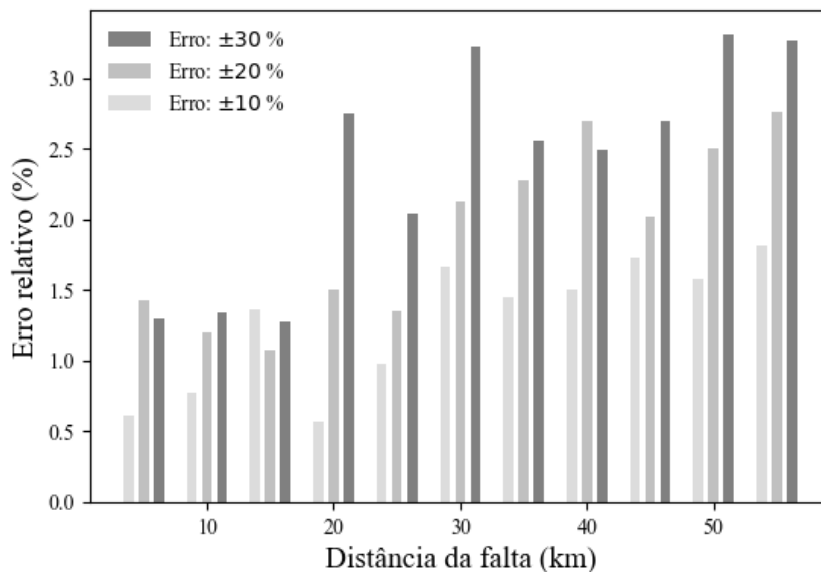
Figura 5.6 – Erro relativo (%) da distância estimada da falta considerando três diferentes níveis de carga do alimentador.



Fonte – Autoria própria.

Em aplicações do mundo real, o método proposto exigirá valores de carga estimados em cada nó para estimar a distância da falta. Portanto, é necessário avaliar o impacto da incerteza da estimativa da carga na precisão do método proposto. Para alcançar tal objetivo, a carga em cada nó do alimentador é inserida com variações aleatórias de distribuição normal para simular erros na estimativa de carga. Foram assumidos os seguintes intervalos de erro no valor da carga: [-10,0% +10,0%], [-20,0% +20,0%] e [-30,0% +30,0%]. A Figura 5.7 mostra o erro relativo da distância da falta estimada pelo método proposto considerando diferentes incertezas nos valores de carga em cada nó. Observe que o erro relativo máximo excede um pouco 3,0% quando o intervalo de [-30,0% +30,0%] de erro no valor de carga estimado para todas as cargas. Portanto, pode-se concluir que estas fontes de erro não têm impacto significativo na distância estimada da falta.

Figura 5.7 – Erro relativo (%) da distância estimada da falta considerando três intervalos diferentes na estimativa da carga.

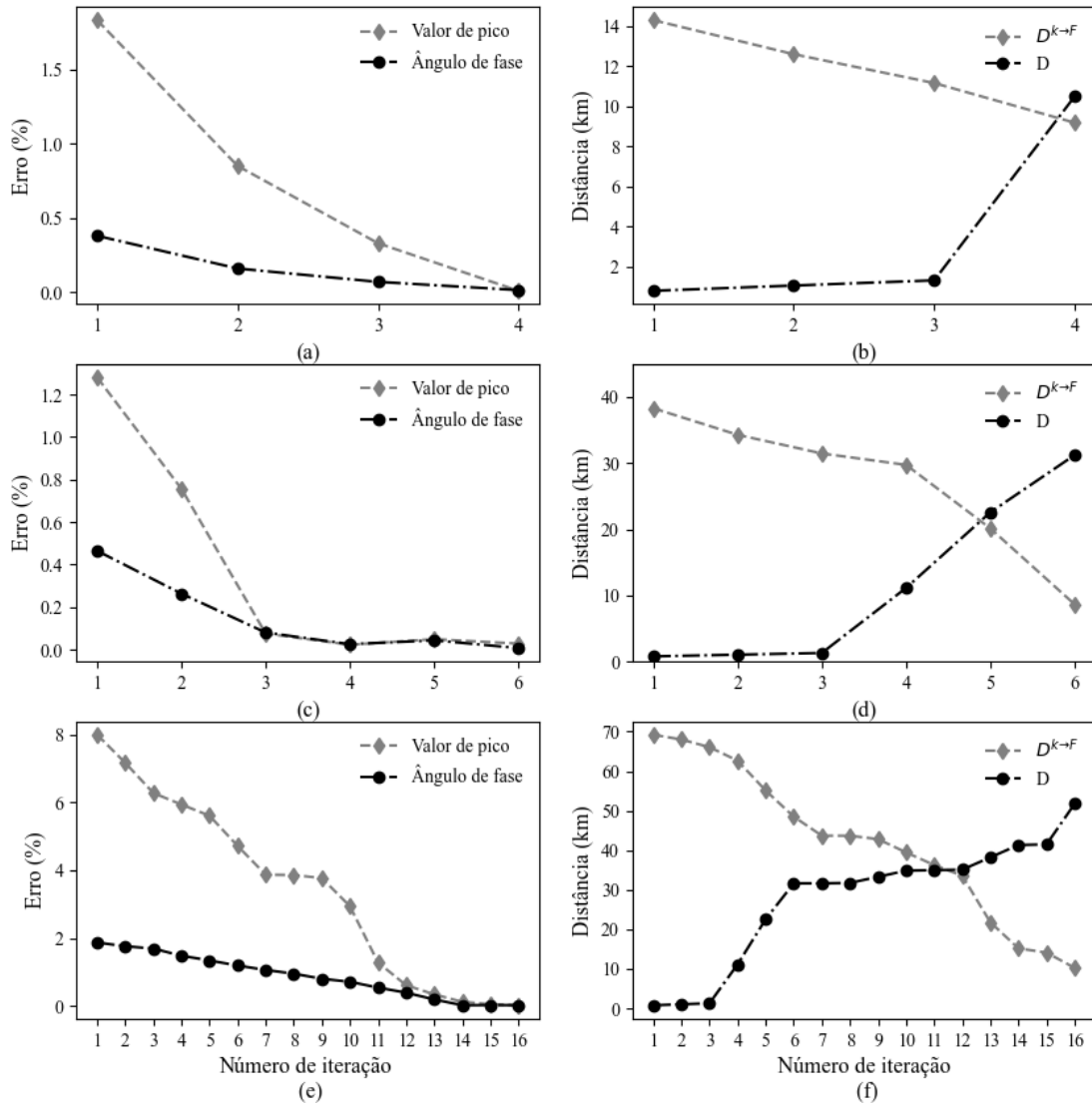


Fonte – Autoria própria.

5.3.2 Convergência do desempenho do método proposto

O desempenho do método proposto em termos de convergência é avaliado nesta subseção. As simulações são relacionadas a FAI em três nós: 808 (localizado próximo à subestação), 814 (localizado aproximadamente no meio do alimentador) e 832 (localizado próximo à extremidade do alimentador). Estas simulações consideram apenas FAI em cascalho. Os nós 808, 814 e 832 estão localizados a 11,14 km, 31,63 km e 52,71 km da subestação, respectivamente. Figuras 5.8 ilustram os erros de estimativa de V_p^F e φ^F e as distâncias estimadas $D^{k \rightarrow F}$ e D versus o número de iterações para FAI simuladas nos nós 808, 814 e 832.

Figura 5.8 – Desempenho de convergência do método proposto para FAI simuladas nos nós: 808: (a) erros de estimação de V_P^F e φ^F e (b) distâncias $D^{k \rightarrow F}$ e D ; 814: (c) erros de estimação de V_P^F e φ^F e (d) distâncias $D^{k \rightarrow F}$ e D ; e 832: (e) erros de estimação de V_P^F e φ^F , e (d) distâncias $D^{k \rightarrow F}$ e D .



Fonte – Autoria própria.

Pode-se notar que, para os três casos, os erros de estimação de V_P^F e φ^F são reduzidos a valores próximos de zero nas respectivas k -ésimas iterações (a k -ésima iteração corresponde ao número de nós a montante do local de falta). Além disso, os resultados mostram claramente que, para os três casos, as distâncias $D^{k \rightarrow F}$ e D se comportam a cada iteração conforme esperado e ilustrado na Figura 4.7. Observe que as respectivas distâncias de falta D estimadas pelo método proposto estão muito próximas das distâncias reais de falta indicadas acima. Estes resultados mostram que o desempenho de convergência do método proposto é bom.

CAPÍTULO 6

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta tese propôs um método iterativo livre de modelo de FAI para localizar faltas em RADEE usando cruzamentos por zero, evitando estimar a forma de onda da corrente de FAI. O método proposto baseia-se em um conceito simples derivado da lei das tensões de Kirchhoff aplicada a um segmento de linha dentro de um alimentador de distribuição para estimar apenas dois parâmetros do sinal de tensão no ponto de falta, o valor pico e o ângulo de fase. A natureza iterativa do método proposto envolve calcular a distância do nó a montante até a falta, usando a tensão na subestação do alimentador e a corrente correspondente. Isso é realizado verificando os cruzamentos zero do sinal de tensão no ponto de falta e, em seguida, dividindo a tensão do nó a montante pela queda de tensão por unidade de comprimento. O conceito mencionado elimina a necessidade de estimar parâmetros do modelo de FAI e o sinal de corrente de falta (forma de onda) no processo de localização da falta. Essa vantagem-chave do método proposto pode promover práticas de localização de FAI mais eficazes em empresas de distribuição.

A acurácia, robustez e convergência do método proposto foram validadas por simulações no ATPDraw realizadas em um alimentador de teste modificado de 34 nós do IEEE. Os resultados mostraram que o método possui alta acurácia e é robusto em relação ao tipo de superfície do solo, valor máximo do sinal de corrente de falta, assimetria do sinal de corrente de falta, nível de carga do alimentador e erros de estimativa de carga. É destacado que as incertezas inerentes nos valores de carga em cada nó do alimentador não comprometeram a acurácia e confiabilidade do método proposto. É bem sabido que a carga em uma unidade consumidora pode variar instantaneamente, atingindo valores que podem exceder os erros assumidos na variação de carga dos nós do alimentador de teste devido à conexão ou desconexão das cargas do consumidor. No entanto, a variação de carga em cada nó do alimentador de teste (que abastece várias unidades consumidoras) será sempre menor que a variação máxima de carga em uma única unidade consumidora. Portanto, assumir intervalos de erro de $\pm 10\%$, $\pm 20\%$ e $\pm 30\%$ na estimativa da carga é uma representação razoável de como a carga em cada nó do alimentador poderia flutuar a qualquer momento, considerando que cada nó representa um grupo de consumidores. Além disso, os resultados mostraram que a convergência do método iterativo proposto foi alcançada para FAI simuladas em diferentes nós do alimentador. Embora o método proposto tenha sido testado

para localizar FAI no tronco principal trifásico, sua formulação pode ser estendida para estimar a distância da subestação até vários possíveis pontos de falta em ramais laterais, mas requer uma pesquisa adicional.

Recomenda-se realizar testes adicionais em condições práticas de campo para validar ainda mais a eficácia e confiabilidade do método proposto. Além disso, sugere-se a realização de outras simulações que considerem aspectos não abordados na presente tese: FAI do tipo *on-line*, redes de distribuição com diferente nível de tensão e distorções harmônicas. é importante explorar possíveis melhorias ou otimizações no algoritmo proposto, como a compensação de cargas distribuídas ao longo do alimentador para eliminar o processo iterativo, visando garantir sua eficácia em ambientes operacionais do mundo real. Por último, é importante construir uma formulação estendida para a estimativa sistemática da distância de falta tanto no tronco principal quanto nos ramais laterais do alimentador.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. M. Gers y E. J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*, Edición: 3. Herts, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2011.
- [2] A. Ghaderi, H. L. Ginn, y H. A. Mohammadpour, «High impedance fault detection: A review», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 143, pp. 376-388, feb. 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2016.10.021.
- [3] I. Ojanguren, G. Steynberg, J.-L. Channelière, L. Karsenti, y R. Das, *High Impedance Faults*. CIGRE BROCHURE by WG B5.94, 2009. doi: 10.13140/2.1.1527.3289.
- [4] T. Gonen, *Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design, Third Edition*, Edición: 3. Boca Raton: CRC Press, 2014.
- [5] M. M. Saha, J. J. Izykowski, y E. Rosolowski, *Fault Location on Power Networks*. en Power Systems. London: Springer-Verlag, 2010. doi: 10.1007/978-1-84882-886-5.
- [6] S. S. Gururajapathy, H. Mokhlis, y H. A. Illias, «Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, pp. 949-958, jul. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.021.
- [7] D. Hou y N. Fischer, «Deterministic High-Impedance Fault Detection and Phase Selection on Ungrounded Distribution Systems», en *2006 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, mar. 2006, pp. 112-122. doi: 10.1109/PSAMP.2006.285380.
- [8] P. R. S. Jota y F. G. Jota, «Fuzzy detection of high impedance faults in radial distribution feeders», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 49, n.º 3, pp. 169-174, abr. 1999, doi: 10.1016/S0378-7796(98)00116-3.
- [9] M. Adamiak, C. Wester, M. Thakur, y C. Jensen, «High Impedance Fault Detection On Distribution Feeders», p. 12.
- [10] A. Ghaderi, H. A. Mohammadpour, H. L. Ginn, y Y.-J. Shin, «High-Impedance Fault Detection in the Distribution Network Using the Time-Frequency-Based Algorithm», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, n.º 3, pp. 1260-1268, jun. 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2361207.
- [11] B. D. Russell y C. L. Benner, «Arcing fault detection for distribution feeders: security assessment in long term field trials», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, n.º 2, pp. 676-683, abr. 1995, doi: 10.1109/61.400864.
- [12] M. Aucoin, «Status of High Impedance Fault Detection», *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-104, n.º 3, pp. 637-644, mar. 1985, doi: 10.1109/TPAS.1985.318999.
- [13] «Estatísticas», Abracopel. Accedido: 19 de agosto de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://abracopel.org/estatisticas/>
- [14] «Campanha Nacional De Segurança Com Energia Elétrica». Accedido: 19 de agosto de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.abradee.org.br/semanaseguranca/>
- [15] «PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica - ANEEL». Accedido: 19 de agosto de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>
- [16] M. S. Ali, A. H. A. Bakar, H. Mokhlis, H. Arof, y H. A. Illias, «High-impedance fault location using matching technique and wavelet transform for underground cable distribution network», *IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.*, vol. 9, n.º 2, pp. 176-182, 2014, doi: 10.1002/tee.21953.

- [17] «sel_451-02_20120220.pdf». Accedido: 29 de junio de 2020. [En línea]. Disponible en: http://www.myprotectionguide.com/uploads/7/3/0/1/73017921/sel_451-02_20120220.pdf
- [18] «SEL-451 Sistema de protección, automatización y control de bahía», selinc.com. Accedido: 19 de agosto de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://selinc.com/es/products/451/>
- [19] «SEL-751 Relé de protección de alimentador», selinc.com. Accedido: 19 de agosto de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://selinc.com/es/products/751/>
- [20] K. Chen, C. Huang, y J. He, «Fault detection, classification and location for transmission lines and distribution systems: a review on the methods», *High Volt.*, vol. 1, n.º 1, pp. 25-33, 2016, doi: 10.1049/hve.2016.0005.
- [21] J.-A. Jiang *et al.*, «A Hybrid Framework for Fault Detection, Classification, and Location—Part II: Implementation and Test Results», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, n.º 3, pp. 1999-2008, jul. 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2141158.
- [22] A. Recioui, B. Benseghier, y H. Khalfallah, «Power system fault detection, classification and location using the K-Nearest Neighbors», en *2015 4th International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, dic. 2015, pp. 1-6. doi: 10.1109/INTEE.2015.7416832.
- [23] J. U. N. Nunes, A. S. Bretas, N. G. Bretas, A. R. Herrera-Orozco, y L. U. Iurinic, «Distribution systems high impedance fault location: A spectral domain model considering parametric error processing», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 109, pp. 227-241, jul. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.02.012.
- [24] W. C. Santos, F. V. Lopes, N. S. D. Brito, y B. A. Souza, «High-Impedance Fault Identification on Distribution Networks», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, n.º 1, pp. 23-32, feb. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2548942.
- [25] M. Ramos, A. Bretas, D. Bernardon, y L. Pfitscher, «Distribution networks HIF location: A frequency domain system model and WLS parameter estimation approach», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 146, pp. 170-176, may 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.01.030.
- [26] P. E. Farias, A. P. de Morais, J. P. Rossini, y G. Cardoso, «Non-linear high impedance fault distance estimation in power distribution systems: A continually online-trained neural network approach», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 157, pp. 20-28, abr. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2017.11.018.
- [27] P. M. Anderson, *Power System Protection*, Edición: 1st. New York: Wiley-IEEE Press, 1998.
- [28] D. Dustegor, S. V. Poroseva, M. Y. Hussaini, y S. Woodruff, «Automated Graph-Based Methodology for Fault Detection and Location in Power Systems», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, n.º 2, pp. 638-646, abr. 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2037005.
- [29] M. M. Saha, R. Das, P. Verho, y D. Novosel, «REVIEW OF FAULT LOCATION TECHNIQUES FOR DISTRIBUTION SYSTEMS», p. 6.
- [30] R. H. Salim, M. Resener, A. D. Filomena, K. R. Caino de Oliveira, y A. S. Bretas, «Extended Fault-Location Formulation for Power Distribution Systems», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, n.º 2, pp. 508-516, abr. 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2008.2002977.
- [31] A. Ahmadimanesh y S. M. Shahrtash, «Transient-Based Fault-Location Method for Multiterminal Lines Employing S-Transform», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, n.º 3, pp. 1373-1380, jul. 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2248068.
- [32] S. Azizi y M. Sanaye-Pasand, «A Straightforward Method for Wide-Area Fault Location on Transmission Networks», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, n.º 1, pp. 264-272, feb.

- 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2334471.
- [33] M. Davoudi, J. Sadeh, y E. Kamyab, «Parameter-free fault location for transmission lines based on optimisation», *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 9, n.º 11, pp. 1061-1068, 2015, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0425.
- [34] L. U. Iurinic, A. R. Herrera-Orozco, R. G. Ferraz, y A. S. Bretas, «Distribution Systems High-Impedance Fault Location: A Parameter Estimation Approach», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, n.º 4, pp. 1806-1814, ago. 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2507541.
- [35] O. E. Batista, R. A. Flauzino, M. A. de Araujo, L. A. de Moraes, y I. N. da Silva, «Methodology for information extraction from oscillograms and its application for high-impedance faults analysis», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 76, pp. 23-34, mar. 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.09.019.
- [36] A. N. Milioudis, G. T. Andreou, y D. P. Labridis, «Enhanced Protection Scheme for Smart Grids Using Power Line Communications Techniques—Part II: Location of High Impedance Fault Position», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, n.º 4, pp. 1631-1640, dic. 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2208988.
- [37] S. H. Mortazavi, Z. Moravej, y S. M. Shahrtash, «A Searching Based Method for Locating High Impedance Arcing Fault in Distribution Networks», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 34, n.º 2, pp. 438-447, abr. 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2874879.
- [38] «High Impedance Fault Detection Technology», p. 12, 1996.
- [39] C. G. Wester, «High impedance fault detection on distribution systems», en *1998 Rural Electric Power Conference Presented at 42nd Annual Conference*, abr. 1998, pp. c5-1. doi: 10.1109/REPCON.1998.666955.
- [40] W. H. Kwon, Y. M. Park, G. W. Lee, M. C. Yoon, y M. H. Yoo, «DETECTION OF HIGH IMPEDANCE FAULTS USING THE RANDOMNESS OF EVEN HARMONIC CURRENTS», en *Power Systems and Power Plant Control 1989*, U. Ahn, Ed., en IFAC Symposia Series. , Oxford: Pergamon, 1990, pp. 333-338. doi: 10.1016/B978-0-08-037039-2.50062-5.
- [41] B. Don Russell, «Computer relaying and expert systems: New tools for detecting high impedance faults», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 20, n.º 1, pp. 31-37, dic. 1990, doi: 10.1016/0378-7796(90)90023-V.
- [42] S. R. Nam, J. K. Park, Y. C. Kang, y T. H. Kim, «A modeling method of a high impedance fault in a distribution system using two series time-varying resistances in EMTP», en *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, jul. 2001, pp. 1175-1180 vol.2. doi: 10.1109/PESS.2001.970231.
- [43] C. L. Benner y B. D. Russell, «Practical high-impedance fault detection on distribution feeders», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 33, n.º 3, pp. 635-640, may 1997, doi: 10.1109/28.585852.
- [44] F. M. Uriarte y V. Centeno, «High-impedance fault detection and localization in distribution feeders with microprocessor based devices», en *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium, 2005.*, oct. 2005, pp. 219-224. doi: 10.1109/NAPS.2005.1560528.
- [45] V. Torres, J. L. Guardado, H. F. Ruiz, y S. Maximov, «Modeling and detection of high impedance faults», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, pp. 163-172, oct. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.03.046.
- [46] J. R. Macedo, J. W. Resende, C. A. Bissochi, D. Carvalho, y F. C. Castro, «Proposition of an interharmonic-based methodology for high-impedance fault detection in distribution

- systems», *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 9, n.º 16, pp. 2593-2601, 2015, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0407.
- [47] J. C. Chen, B. T. Phung, D. M. Zhang, T. Blackburn, y E. Ambikairajah, «Study on high impedance fault arcing current characteristics», en *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, sep. 2013, pp. 1-6. doi: 10.1109/AUPEC.2013.6725439.
- [48] L. H. P. D. C. Trondoli, «Modelo estocástico parametrizável para o estudo de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição de energia elétrica», Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018. doi: 10.11606/D.18.2018.tde-22032018-144926.
- [49] L. Garcia-Santander, P. Bastard, M. Petit, I. Gal, E. Lopez, y H. Opazo, «Down-conductor fault detection and location via a voltage based method for radial distribution networks», *Transm. Distrib. IEE Proc. - Gener.*, vol. 152, n.º 2, pp. 180-184, mar. 2005, doi: 10.1049/ip-gtd:20041300.
- [50] R. M. Nakagomi, «Proposição de um sistema para simulação de faltas de alta impedância em redes de distribuição.», Mestrado em Sistemas de Potência, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. doi: 10.11606/D.3.2006.tde-15122006-103128.
- [51] P. R. Silva, A. Santos, y F. G. Jota, «An intelligent system for automatic detection of high impedance faults in electrical distribution systems», en *38th Midwest Symposium on Circuits and Systems. Proceedings*, ago. 1995, pp. 453-456 vol.1. doi: 10.1109/MWSCAS.1995.504474.
- [52] S. R. Samantaray, B. K. Panigrahi, y P. K. Dash, «High impedance fault detection in power distribution networks using time-frequency transform and probabilistic neural network», *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 2, n.º 2, pp. 261-270, mar. 2008, doi: 10.1049/iet-gtd:20070319.
- [53] S. R. Samantaray, P. K. Dash, y S. K. Upadhyay, «Adaptive Kalman filter and neural network based high impedance fault detection in power distribution networks», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 31, n.º 4, pp. 167-172, may 2009, doi: 10.1016/j.ijepes.2009.01.001.
- [54] S. R. Samantaray y P. K. Dash, «High impedance fault detection in distribution feeders using extended kalman filter and support vector machine», *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 20, n.º 3, pp. 382-393, 2010, doi: 10.1002/etep.321.
- [55] J. Vico, M. Adamiak, C. Wester, y A. Kulshrestha, «High impedance fault detection on rural electric distribution systems», en *2010 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)*, may 2010, pp. B3-B3-8. doi: 10.1109/REPCON.2010.5476205.
- [56] A. E. Emanuel, D. Cyganski, J. A. Orr, S. Shiller, y E. M. Gulachenski, «High impedance fault arcing on sandy soil in 15 kV distribution feeders: contributions to the evaluation of the low frequency spectrum», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 5, n.º 2, pp. 676-686, abr. 1990, doi: 10.1109/61.53070.
- [57] D. I. Jeerings y J. R. Linders, «Unique aspects of distribution system harmonics due to high impedance ground faults», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 5, n.º 2, pp. 1086-1094, abr. 1990, doi: 10.1109/61.53126.
- [58] B. M. Aucoin y B. D. Russell, «Distribution High Impedance Fault Detection Utilizing High Frequency Current Components», *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. PER-2, n.º 6, pp. 46-47, jun. 1982, doi: 10.1109/MPER.1982.5521003.
- [59] W. C. dos Santos, B. A. de Souza, N. S. D. Brito, F. B. Costa, y M. R. C. Paes, «High Impedance Faults: From Field Tests to Modeling», *J. Control Autom. Electr. Syst.*, vol.

- 24, n.º 6, pp. 885-896, dic. 2013, doi: 10.1007/s40313-013-0072-8.
- [60] W. C. Santos *et al.*, «Automatic building of a simulated high impedance fault database», en *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (TD-LA)*, nov. 2010, pp. 550-554. doi: 10.1109/TDC-LA.2010.5762936.
- [61] F. V. Lopes, W. C. Santos, D. Fernandes, W. L. A. Neves, N. S. D. Brito, y B. A. Souza, «A transient based approach to diagnose high impedance faults on smart distribution networks», en *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, abr. 2013, pp. 1-8. doi: 10.1109/ISGT-LA.2013.6554450.
- [62] B. D. Russell, «Detection of arcing faults on distribution feeders. Final report», Texas A and M Univ., College Station (USA). Research Foundation, EPRI-EL-2757, dic. 1982. Accedido: 6 de mayo de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.osti.gov/biblio/6609328-detection-arcing-faults-distribution-feeders-final-report>
- [63] B. M. Aucoin y R. H. Jones, «High impedance fault detection implementation issues», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 11, n.º 1, pp. 139-148, ene. 1996, doi: 10.1109/61.484010.
- [64] A. F. Sultan, G. W. Swift, y D. J. Fedirchuk, «Detecting arcing downed-wires using fault current flicker and half-cycle asymmetry», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 9, n.º 1, pp. 461-470, ene. 1994, doi: 10.1109/61.277718.
- [65] F. B. Costa, B. A. Souza, N. S. D. Brito, J. A. C. B. Silva, y W. C. Santos, «Real-Time Detection of Transients Induced by High-Impedance Faults Based on the Boundary Wavelet Transform», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 51, n.º 6, pp. 5312-5323, nov. 2015, doi: 10.1109/TIA.2015.2434993.
- [66] A. V. Masa, S. Werben, y J. C. Maun, «Incorporation of data-mining in protection technology for high impedance fault detection», en *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, jul. 2012, pp. 1-8. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344893.
- [67] É. Manguiera Lima, C. M. dos Santos Junqueira, N. Silva Dantas Brito, B. A. de Souza, R. de Almeida Coelho, y H. Gayoso Meira Suassuna de Medeiros, «High impedance fault detection method based on the short-time Fourier transform», *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 12, n.º 11, pp. 2577-2584, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.0093.
- [68] A.-R. Sedighi, M.-R. Haghifam, O. P. Malik, y M.-H. Ghassemian, «High impedance fault detection based on wavelet transform and statistical pattern recognition», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, n.º 4, pp. 2414-2421, oct. 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2005.852367.
- [69] B. D. Russell *et al.*, *IEEE tutorial course, detection of downed conductors on utility distribution systems*. New York, NY; Piscataway, NJ: Institute of Electrical and Electronics Engineers; Available from Publications Sales Dept., IEEE Service Center, 1989.
- [70] J. C. Huaquisaca Paye *et al.*, «High Impedance Fault Models for Overhead Distribution Networks: A Review and Comparison with MV Lab Experiments», *Energies*, vol. 17, n.º 5, Art. n.º 5, ene. 2024, doi: 10.3390/en17051125.
- [71] M. Sarwar, F. Mehmood, M. Abid, A. Q. Khan, S. T. Gul, y A. S. Khan, «High impedance fault detection and isolation in power distribution networks using support vector machines», *J. King Saud Univ. - Eng. Sci.*, jul. 2019, doi: 10.1016/j.jksues.2019.07.001.
- [72] X. Dong y S. Shi, «Single Phase to Ground Fault Processing», en *Fault Location and Service Restoration for Electrical Distribution Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, 2016, pp. 163-203. doi: 10.1002/9781118950289.ch5.

- [73] L. A. Snider y Y. S. Yuen, «The artificial neural-networks-based relay algorithm for the detection of stochastic high impedance faults», *Neurocomputing*, vol. 23, n.º 1, pp. 243-254, dic. 1998, doi: 10.1016/S0925-2312(98)00068-X.
- [74] H. Mokhtari y R. Aghatehrani, «A new wavelet-based method for detection of high impedance faults», en *2005 International Conference on Future Power Systems*, nov. 2005, p. 6 pp. - 6. doi: 10.1109/FPS.2005.204246.
- [75] A. S. Bretas, M. Moreto, R. H. Salim, y L. O. Pires, «A Novel High Impedance Fault Location for Distribution Systems Considering Distributed Generation», en *2006 IEEE/PES Transmission Distribution Conference and Exposition: Latin America*, ago. 2006, pp. 1-6. doi: 10.1109/TDCLA.2006.311623.
- [76] V. Torres Garcia y H. Ruiz Paredes, «High impedance fault detection in Distribution System using Wavelet Transform», en *2011 8th International Conference on Electrical Engineering, Computing Science and Automatic Control*, oct. 2011, pp. 1-6. doi: 10.1109/ICEEE.2011.6106620.
- [77] W. Mai, B. T. Phung, y E. Ambikairajah, «Detection of high impedance faults in medium voltage distribution networks», en *2012 10th International Power Energy Conference (IPEC)*, dic. 2012, pp. 562-567. doi: 10.1109/ASSCC.2012.6523329.
- [78] M. S. A. Aziz, M. A. M. Hassan, y E. A. Zahab, «High-impedance Faults Analysis in Distribution Networks Using an Adaptive Neuro Fuzzy Inference System», *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 40, n.º 11, pp. 1300-1318, ago. 2012, doi: 10.1080/15325008.2012.689418.
- [79] A. Lazkano, J. Ruiz, E. Aramendi, L. A. Leturiondo, y J. A. Gonzalez, «Study of high impedance fault detection in Levante area in Spain», en *Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.00EX441)*, oct. 2000, pp. 1011-1016 vol.3. doi: 10.1109/ICHQP.2000.896867.
- [80] C. J. Kim, B. D. Russell, y K. Watson, «A parameter-based process for selecting high impedance fault detection techniques using decision making under incomplete knowledge», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 5, n.º 3, pp. 1314-1320, jul. 1990, doi: 10.1109/61.57972.
- [81] Daqing Hou, «Detection of high-impedance faults in power distribution systems», en *2007 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, Clemson, SC, USA: IEEE, mar. 2007, pp. 85-95. doi: 10.1109/PSAMP.2007.4740902.
- [82] S. Gautam y S. M. Brahma, «Detection of High Impedance Fault in Power Distribution Systems Using Mathematical Morphology», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, n.º 2, pp. 1226-1234, may 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2215630.
- [83] A. Soheili, J. Sadeh, H. Lomei, y K. Muttaqi, «A new high impedance fault detection scheme: Fourier based approach», en *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, sep. 2016, pp. 1-6. doi: 10.1109/POWERCON.2016.7754052.
- [84] M. Kavi, Y. Mishra, y M. D. Vilathgamuwa, «High-impedance fault detection and classification in power system distribution networks using morphological fault detector algorithm», *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 12, n.º 15, pp. 3699-3710, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.1633.
- [85] A. Lazkano, J. Ruiz, E. Aramendi, y L. A. Leturiondo, «A new approach to high impedance fault detection using wavelet packet analysis», en *Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.00EX441)*, oct.

- 2000, pp. 1005-1010 vol.3. doi: 10.1109/ICHQP.2000.896866.
- [86] D. I. Jeerings y J. R. Linders, «Ground resistance-revisited», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, n.º 2, pp. 949-956, abr. 1989, doi: 10.1109/61.25575.
- [87] Tao Cui, Xinzhou Dong, Zhiqian Bo, y S. Richards, «Integrated scheme for high impedance fault detection in MV distribution system», en *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, ago. 2008, pp. 1-6. doi: 10.1109/TDC-LA.2008.4641708.
- [88] M. F. Hoyaux, *Arc Physics*. Berlin, Heidelberg, 2012.
- [89] T. H. Lee, «Plasma physics and the interruption of an electric circuit», *Proc. IEEE*, vol. 57, n.º 3, pp. 307-323, mar. 1969, doi: 10.1109/PROC.1969.6962.
- [90] A. M. Sharaf, R. M. El-Sharkawy, R. Al-Fatih, y M. Al-Ketbi, «High impedance fault detection on radial distribution and utilization systems», en *Proceedings of 1996 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, may 1996, pp. 1012-1015 vol.2. doi: 10.1109/CCECE.1996.548326.
- [91] A. Soheili, J. Sadeh, y R. Bakhshi, «Modified FFT based high impedance fault detection technique considering distribution non-linear loads: Simulation and experimental data analysis», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 94, pp. 124-140, ene. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.06.035.
- [92] J. Carr, «Detection of High Impedance Faults on Multi-Grounded Primary Distribution Systems», *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-100, n.º 4, pp. 2008-2016, abr. 1981, doi: 10.1109/TPAS.1981.316556.
- [93] M. Aucoin, B. D. Russell, y C. L. Benner, «High impedance fault detection for industrial power systems», en *Conference Record of the IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, oct. 1989, pp. 1788-1792 vol.2. doi: 10.1109/IAS.1989.96883.
- [94] S. M. Shahrtash y M. Sarlak, «High Impedance Fault Detection Using Harmonics Energy Decision Tree Algorithm», en *2006 International Conference on Power System Technology*, oct. 2006, pp. 1-5. doi: 10.1109/ICPST.2006.321441.
- [95] F. Lucas, P. Costa, R. Batalha, y D. Leite, «High Impedance Fault Detection in Time-Varying Distributed Generation Systems Using Adaptive Neural Networks», en *2018 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*, jul. 2018, pp. 1-8. doi: 10.1109/IJCNN.2018.8489453.
- [96] S. Hänninen, M. Lehtonen, y T. Hakola, «Earth faults and related disturbances in distribution networks», *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 149, n.º 3, pp. 283-288, may 2002, doi: 10.1049/ip-gtd:20020209.
- [97] N. Bahador, F. Namdari, y H. reza Matinfar, «Feature extraction of tree-related high impedance faults as a source of electromagnetic interference around medium voltage power lines' Corridors», *Prog. Electromagn. Res. B*, vol. 75, pp. 13-26, ene. 2017, doi: 10.2528/PIERB17022802.
- [98] «2009 VBRC - Final Report - Summary». Accedido: 6 de mayo de 2020. [En línea]. Disponible en: <http://royalcommission.vic.gov.au/Commission-Reports/Final-Report/Summary.html>
- [99] T. Marxsen, *Vegetation Conduction Ignition Tests*. 2015. doi: 10.13140/RG.2.1.2444.6566.
- [100] N. Fischer y W. Usa, «METHODS FOR DETECTING GROUND FAULTS IN MEDIUM- VOLTAGE DISTRIBUTION POWER SYSTEMS», p. 19.

- [101] T. A. Short, *Electric Power Distribution Equipment and Systems*. Boca Raton, FL, 2005.
- [102] «Approved IEEE Draft Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines», *IEEE Std PC37114D10*, 2004.
- [103] A. Ghaderi, H. A. Mohammadpour, y H. Ginn, «Active fault location in distribution network using time-frequency reflectometry», en *2015 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, feb. 2015, pp. 1-7. doi: 10.1109/PECI.2015.7064884.
- [104] A. A. Girgis, C. M. Fallon, y D. L. Lubkeman, «A fault location technique for rural distribution feeders», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 29, n.º 6, pp. 1170-1175, nov. 1993, doi: 10.1109/28.259729.
- [105] M. S. Sachdev, R. Das, y T. S. Sidhu, «Determining locations of faults in distribution systems», en *Sixth International Conference on Developments in Power System Protection (Conf. Publ. No. 434)*, mar. 1997, pp. 188-191. doi: 10.1049/cp:19970060.
- [106] A. H. A. Bakar, M. S. Ali, C. Tan, H. Mokhlis, H. Arof, y H. A. Illias, «High impedance fault location in 11kV underground distribution systems using wavelet transforms», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 723-730, feb. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.10.003.
- [107] W. C. Santos, F. V. Lopes, N. S. D. Brito, B. A. Souza, D. F. Jr, y W. L. A. Neves, «High Impedance Fault Detection and Location Based on Electromagnetic Transient Analysis», p. 6.
- [108] D. Patynowski *et al.*, «Fault Locator approach for high-impedance grounded or ungrounded distribution systems using synchrophasors», en *2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, mar. 2015, pp. 302-310. doi: 10.1109/CPRE.2015.7102173.
- [109] S. Hossain, H. Zhu, y T. Overbye, «Distribution high impedance fault location using localized voltage magnitude measurements», en *2014 North American Power Symposium (NAPS)*, sep. 2014, pp. 1-6. doi: 10.1109/NAPS.2014.6965403.
- [110] R. G. Ferraz, L. U. Iurinic, A. D. Filomena, D. S. Gazzana, y A. S. Bretas, «Arc fault location: A nonlinear time varying fault model and frequency domain parameter estimation approach», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 80, pp. 347-355, sep. 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.02.003.
- [111] A. N. Milioudis, G. T. Andreou, y D. P. Labridis, «Detection and Location of High Impedance Faults in Multiconductor Overhead Distribution Lines Using Power Line Communication Devices», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, n.º 2, pp. 894-902, mar. 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2365855.
- [112] J. T. A. Vianna, L. R. Araujo, y D. R. R. Penido, «High Impedance Fault Area Location in Distribution Systems Based on Current Zero Sequence Component», *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, n.º 2, pp. 759-766, feb. 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7437220.
- [113] N. I. Elkalashy, M. Lehtonen, H. A. Darwish, A.-M. I. Taalab, y M. A. Izzularab, «DWT-Based Detection and Transient Power Direction-Based Location of High-Impedance Faults Due to Leaning Trees in Unearthed MV Networks», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, n.º 1, pp. 94-101, ene. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.911168.
- [114] N. Bahador, F. Namdari, y H. R. Matinfar, «Tree-related high impedance fault location using phase shift measurement of high frequency magnetic field», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 100, pp. 531-539, sep. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.03.008.
- [115] F. L. Vieira, J. M. C. Filho, P. M. Silveira, C. A. V. Guerrero, y M. P. Leite, «High impedance fault detection and location in distribution networks using smart meters», en

- 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), may 2018, pp. 1-6. doi: 10.1109/ICHQP.2018.8378825.
- [116] B. C. de Oliveira, J. L. R. Pereira, I. D. de Melo, M. A. de Souza, y G. de Oliveira Alves, «A new methodology for high impedance fault detection, classification and location using PMUs», en *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, may 2018, pp. 1-6. doi: 10.1109/SBSE.2018.8395710.
- [117] M. Farajollahi, A. Shahsavari, y H. Mohsenian-Rad, «Location identification of high impedance faults using synchronized harmonic phasors», en *2017 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, abr. 2017, pp. 1-5. doi: 10.1109/ISGT.2017.8086048.
- [118] J. Zhou, B. Ayhan, C. Kwan, S. Liang, y W.-J. Lee, «High-Performance Arcing-Fault Location in Distribution Networks», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 48, n.º 3, pp. 1107-1114, may 2012, doi: 10.1109/TIA.2012.2190819.
- [119] Y.-Y. Hong y W.-S. Huang, «Locating High-Impedance Fault Section in Electric Power Systems Using Wavelet Transform, -Means, Genetic Algorithms, and Support Vector Machine», *Mathematical Problems in Engineering*. Accedido: 4 de julio de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.hindawi.com/journals/mpe/2015/823720/>
- [120] M. Sarlak y S. M. Shahrtash, «High-Impedance Faulted Branch Identification Using Magnetic-Field Signature Analysis», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, n.º 1, pp. 67-74, ene. 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2222056.
- [121] C. Orozco-Henao, A. S. Bretas, R. Chouhy-Leborgne, A. R. Herrera-Orozco, y J. Marín-Quintero, «Active distribution network fault location methodology: A minimum fault reactance and Fibonacci search approach», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 84, pp. 232-241, ene. 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.06.002.
- [122] M. S. A. Aziz, M. A. M. Hassan, y E. A. El-Zahab, «An Artificial Intelligence Based Approach for High Impedance Faults Analysis in Distribution Networks», *Int. J. Syst. Dyn. Appl. IJSDA*, vol. 1, n.º 2, pp. 44-59, 2012.
- [123] K. J. Jensen, S. M. Munk, y J. A. Sorensen, «Feature extraction method for high impedance ground fault localization in radial power distribution networks», en *Proceedings of the 1998 IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing, ICASSP '98 (Cat. No.98CH36181)*, may 1998, pp. 1177-1180 vol.2. doi: 10.1109/ICASSP.1998.675480.
- [124] A. Bansal y G. N. Pillai, «High Impedance Fault Detection using LVQ Neural Networks», 2007.
- [125] H. K. Zadeh, «An ANN-Based High Impedance Fault Detection Scheme: Design and Implementation», *Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.*, vol. 4, n.º 2, dic. 2005, doi: 10.2202/1553-779X.1046.
- [126] T. M. Lai, L. A. Snider, E. Lo, y D. Sutanto, «High-impedance fault detection using discrete wavelet transform and frequency range and RMS conversion», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, n.º 1, pp. 397-407, ene. 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.837836.
- [127] A. Dasco, R. Marguet, y B. Raison, «Fault distance estimation in distribution network for high impedance faults», en *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, jun. 2015, pp. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2015.7232740.
- [128] T. M. Soares, U. H. Bezerra, y M. E. de L. Tostes, «Full-Observable Three-Phase State Estimation Algorithm Applied to Electric Distribution Grids», *Energies*, vol. 12, n.º 7, Art. n.º 7, ene. 2019, doi: 10.3390/en12071327.

- [129] «Distribution Fast Simulation and Modeling Technical Update: First Sensor Location Strategy for the Enhancement of Distribution State Estimation». Accedido: 10 de julio de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.epri.com/research/products/000000000001013831>
- [130] H. Cifuentes-Chaves, J. Mora-Flórez, y S. Pérez-Londoño, «Time domain analysis for fault location in power distribution systems considering the load dynamics», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 146, pp. 331-340, may 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.01.034.
- [131] W. Zhang, Y. Jing, y X. Xiao, «Model-Based General Arcing Fault Detection in Medium-Voltage Distribution Lines», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, n.º 5, Art. n.º 5, oct. 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2518738.
- [132] L. Hewitson, M. Brown, y R. Balakrishnan, *Practical Power System Protection*, Edición: 1. Newnes, 2004.
- [133] D. W. Marquardt, «An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters», *J. Soc. Ind. Appl. Math.*, vol. 11, n.º 2, pp. 431-441, 1963.
- [134] Q. Kong, T. Siau, y A. Bayen, *Python Programming and Numerical Methods: A Guide for Engineers and Scientists*, 1ª edición. London: Academic Press, 2020.
- [135] «Resources – IEEE PES Test Feeder». Accedido: 11 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>