

Fernanda Caseño Lima Trindade

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIAS PARA LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM MEDIDORES INTELIGENTES

CAMPINAS 2013

ii



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

Fernanda Caseño Lima Trindade

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIAS PARA LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM MEDIDORES INTELIGENTES

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Estadual de Campinas, para obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica, na área de concentração: Energia Elétrica.

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pela aluna Fernanda Caseño Lima Trindade e orientada pelo professor Dr. Walmir de Freitas Filho.

> CAMPINAS 2013

Ficha catalográfica Universidade Estadual de Campinas Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

Trindade, Fernanda Caseño Lima, 1984-Desenvolvimento de metodologias para localização de defeitos em sistemas de distribuição com medidores inteligentes / Fernanda Caseño Lima Trindade. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.
Orientador: Walmir de Freitas Filho. Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.
1. Sistemas de energia elétrica - Distribuição. 2. Localização de faltas (Engenharia). 3. Medidores de tensão. 4. Redes inteligentes de energia. I. Freitas Filho, Walmir de,1971-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Development of fault location methods for distribution systems with smart meters

Palavras-chave em inglês: Electric power distribution Fault location Voltage measurement Smart grids Área de concentração: Energia Elétrica Titulação: Doutora em Engenharia Elétrica Banca examinadora: Walmir de Freitas Filho [Orientador] José Roberto Sanches Mantovani Tatiana Mariano Lessa de Assis Carlos Alberto de Castro Júnior Fujio Sato Data de defesa: 31-10-2013 Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

Candidata: Fernanda Caseño Lima Trindade

Data da Defesa: 31 de outubro de 2013

Título da Tese: "Desenvolvimento de Metodologias para Localização de Defeitos em Sistemas de Distribuição com Medidores Inteligentes"

	usili ~
Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente):	VIIIIA
Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani:	1 Cars
Prof. Dr. Tatiana Mariano Lessa de Assis:	Tedaya lere
Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior:	
Prof. Dr. Fujio Sato:	
J.	

vi

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Walmir Freitas pela orientação, por todas as oportunidades que me proporcionou ao longo do doutorado e por ter acreditado em meu trabalho.

Agradeço ao professor Wilsun Xu por ter me permitido realizar um estágio de um ano na Universidade de Alberta, em contato com uma equipe de profissionais de elevado nível técnico e criativo, que me permitiu experiências profissionais e pessoais únicas.

Agradeço ao Vitor, meu marido, por fazer parte da minha vida, por toda compreensão e apoio em todos esses anos. Agradeço a meus pais, meu irmão, meus sogros e meus cunhados por me apoiarem e entenderem os momentos que deixei de participar ativamente de atividades familiares para me dedicar às atividades do doutorado.

Agradeço aos professores Madson Cortes de Almeida, José Carlos de Melo Vieira Jr. e aos meus amigos do DSEE pelas discussões tão produtivas, pelos conselhos e por todo trabalho realizado em conjunto.

Agradeço ao professor Fujio Sato porque grande parte da minha formação e até mesmo algumas decisões tomadas devem-se às disciplinas ministradas por ele que eu cursei, à disponibilidade em esclarecer minhas dúvidas e a todos os conselhos.

Por fim, agradeço à FAPESP, à CAPES e à Unicamp pelo financiamento e pela infraestrutura proporcionados.

viii

RESUMO

Atualmente, cargas de diversos tipos de consumidores têm se tornado cada vez mais sensíveis a variações e interrupções de energia. Na maioria das vezes, falhas no fornecimento de energia são resultados da ocorrência de defeitos (faltas) em sistemas de distribuição de energia elétrica. Estes defeitos prejudicam a confiabilidade do fornecimento de energia e podem resultar em afundamento de tensão, interrupções momentâneas ou sustentadas e em elevados custos operacionais. Em vista disto, cada vez mais, os consumidores estão conscientes sobre o assunto e observa-se a necessidade da elaboração de soluções eficientes para melhorar os índices de confiabilidade e de qualidade do fornecimento de energia elétrica. Um dos métodos mais eficazes para melhorar os índices de confiabilidade e qualidade de energia elétrica em sistemas de distribuição consiste no desenvolvimento de técnicas rápidas e precisas de localização de defeitos na rede. Embora os métodos de localização de defeito empregados em alimentadores de distribuição ainda sejam rudimentares, a integração de técnicas de medição, comunicação, do conhecimento da configuração da rede e atuação de religadores em tempo real, além de dados provenientes dos Sistemas de Informações Geográficas em sistemas de distribuição permite o desenvolvimento de métodos mais eficientes, que exploram informações provenientes de diferentes locais da rede (informações distribuídas) e não apenas da subestação. Neste contexto, este trabalho explora métodos de localização de defeitos baseados em medidas de tensão provenientes de diferentes locais de modernos sistemas de distribuição. Três métodos foram investigados: (1) o primeiro, baseado na correspondência de valores de tensão, utiliza os parâmetros elétricos da rede e duas ou mais medidas de tensão ao longo do alimentador; (2) o segundo método, baseado na correspondência da corrente de falta, utiliza os parâmetros elétricos da rede e uma quantidade maior de medidas de tensão que o primeiro método; (3) finalmente, o terceiro método, baseado no mapeamento das zonas de tensão reduzida, não necessita do conhecimento completo dos parâmetros da rede, no entanto, é necessário utilizar uma maior quantidade de medidores que nos outros dois métodos. Os resultados dos testes realizados mostram que de acordo com a disponibilidade de medição de tensão ao longo do alimentador, um destes métodos pode ser escolhido para localizar o defeito de maneira eficaz.

Palavras-chave: Localização de faltas, medidas de tensão, medidores inteligentes, redes inteligentes, sistemas de distribuição.

х

ABSTRACT

Nowadays, loads from different classes of customers have become more sensitive to variations and interruptions from power supply. Frequently, failures in electrical energy delivery are caused by occurrences of faults in distribution systems. Such faults decrease the reliability of power delivery, increase operational costs and may result in power quality problems, such as voltage sag, short or long term outages. Since the customers consciousness is increasing, the need of efficient solutions to improve reliability and power quality indices is also increasing. One of the most efficient approaches to improve such indices in distribution systems is to develop fast and accurate fault location techniques for aerial feeders. Even though fault location methods dedicated to distribution feeders are still rudimentary, the recent integration of measurement, communication, real time knowledge of feeder configuration and reclosers trip and Geographic System Information allows the development of more efficient solutions, which explores information from different places from the grid (distributed information) and not only from the substation. In this context, this work explores fault location methods based on voltage measurements applied to modern distribution systems. Three methods were investigated: (1) the first one is based on matching voltage values, this method requires the network electrical parameters and two or more voltage meters installed along the feeder; (2) the second method is based on the correspondence of fault current, this method uses the network electrical parameters and a higher quantity of meters than the first method; (3) finally, the third method is based on the identification of low voltage zones, this method does not require network electrical parameters, however it needs a higher quantity of voltage meters than the other two methods. The test results show that according to the voltage measurement availability along the feeder, one of these methods can be chosen to efficiently locate the fault.

Keywords: Distribution systems, fault location, smart grid, smart meters, voltage measurements.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
2 ESTADO DA ARTE	5
2.1 Detecção	5
2.2 Classificação	6
2.3 Localização de Defeitos em Sistemas de Distribuição	7
2.3.1 Técnicas Modernas de Localização de Defeitos Aplicadas a Sistemas de Distribuição	10
2.3.2 Tendências e Soluções para a Localização de Defeitos em Sistemas de Distribuição	18
2.3.3 Exemplos de Sucesso de Integração de Dados Auxiliares na Localização de Defeitos	em Redes
Reais de Distribuição	20
2.4 proposta da tese	21
3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES	DE
3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO	DE 23
3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO 3.1 Etapa I: Classificação das Barras	DE 23
 3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO	DE 23 24 25
 3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO	DE 23 24 25 27
 3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO. 3.1 Etapa I: Classificação das Barras	DE 23 24 25 27 28
 3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO	DE 23 24 25 27 28 29
 3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO. 3.1 Etapa I: Classificação das Barras	DE 23 24 25 27 28 29 29 29
 3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO. 3.1 Etapa I: Classificação das Barras	DE 23 24 25 27 28 29 29
 3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO	DE 23 24 25 27 28 29 32 34 39
 3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO	DE 23 24 25 27 28 29 32 34 39 39
 3 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALORES TENSÃO	DE 23 24 25 27 28 29 29 32 34 39 39 39 39

3.3.4 Resultados da Avaliação dos Esquemas de Alocação de Medidores	
3.3.5 Conclusões Referentes à Alocação de Medidores	
3.4 Influência da Quantidade de Medidores	
3.4.1 Conclusões Referentes à Quantidade de Medidores	
3.5 Influência de Imprecisões no Desempenho do Método	
3.6 Estudos de Casos do Método Com Refinamento	
3.6.1 Estudo de Caso 1	
3.6.2 Estudo de Caso 2	
3.6.3 Estudo de Caso 3	
3.7 Conclusões Parciais	
	RES DE
4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO	
4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA	67
4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA	67 67
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA	
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA	
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA	
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA	
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA	
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA 4.1 Ideia Básica do Método Proposto 4.1.1 Mapeamento Automático das Interrupções 4.2 Descrição do Método 4.3 Resultados de Simulação 4.3.1 Resultados sem Mapeamento Automático das Interrupções 4.3.2 Resultados com Mapeamento Automático de Interrupções 4.4 Estudos de Sensibilidade 	
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA	
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA	
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA	
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA 4.1 Ideia Básica do Método Proposto 4.1.1 Mapeamento Automático das Interrupções 4.2 Descrição do Método 4.3 Resultados de Simulação 4.3.1 Resultados sem Mapeamento Automático das Interrupções 4.3.2 Resultados com Mapeamento Automático de Interrupções 4.3.2 Resultados de Sensibilidade 4.4 Estudos de Sensibilidade 4.4.2 Resistência de Falta 4.3 Erros de Medição 4.4.4 Quantidade e Alocação dos Medidores 	
 4 METODO BASEADO NA CORRESPONDENCIA DE VALO CORRENTE DE FALTA 4.1 Ideia Básica do Método Proposto 4.1.1 Mapeamento Automático das Interrupções 4.2 Descrição do Método 4.3 Resultados de Simulação 4.3.1 Resultados sem Mapeamento Automático das Interrupções 4.3.2 Resultados com Mapeamento Automático de Interrupções 4.3.2 Resultados de Sensibilidade 4.4.1 Incerteza na Estimação das Cargas 4.4.2 Resistência de Falta 4.4.3 Erros de Medição 4.4.4 Quantidade e Alocação dos Medidores 4.5 Desempenho do Método Utilizando Medição Fasorial de Tensão 	

4.6 Desempenho do Método Diante de Cargas Dinâmicas	83
4.7 Desempenho do Método em Rede de Grande Porte	84
4.8 Necessidade da Consideração das Cargas	86
4.9 Conclusões Parciais	88
5 MÉTODO BASEADO NO MAPEAMENTO DAS ZONAS DE TENSÃ	Ă0
REDUZIDA	
5.1 Métodos Baseados em Impedância	91
5.1.1 Método da Reatância	92
5.1.2 Método Takagi	92
5.1.3 Método Novosel	93
5.2 Ideia Básica do Método Proposto	
5.2.1 Zonas de Tensão Reduzida	95
5.2.2 Limiar Adaptativo	97
5.3 Descrição do Método	99
5.4 Exemplo Passo-a-passo	99
5.5 Estudos de Casos	102
5.5.1 Estudos de Caso para o Sistema 1	104
5.5.2 Estudos de Caso para o Sistema 2	110
5.6 Influência da Quantidade e Alocação de Medidores	119
5.7 Conclusões Parciais	125
6 CONCLUSÕES	127
7 BIBLIOGRAFIA	129

APÊNDICE A –	CAPACIDADE DE MONITORAMENTO	DE TENSÃO DE
MEDIDORES IN	TELIGENTES	
<u>^</u>	~	
APÉNDICE B –	DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE BAS	EADO NO
EXEMPLO CKT	5 DO OPENDSS	
APÊNDICE C –	PUBLICAÇÕES	

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Fluxograma descrevendo um método para classificação da falta ([5])7
Figura 2.2 – Ilustração do problema de múltipla estimação na localização de defeitos em sistemas
de distribuição
Figura 2.3 – Mapeamento automático de interrupções 11
Figura 2.4 - Ilustração do esquema de mapeamento de interrupções utilizando o tempo de
interrupção ([13]) 12
Figura 2.5 - Fluxograma do princípio dos métodos baseados em medições esparsas de tensão
([15])
Figura 2.6 – Identificação do caminho da falta ([22])
Figura 2.7 – Indicadores de falta com rearme automático temporizado (AR360 – 360°) (extraído
de [24])
Figura 2.8 – Indicadores de falta com comunicação sem fio (SEL WSO) (extraído de [24]) 19
Figura 2.9 – Esquema de localização de defeito baseado em queda de tensão ([28]) 20
Figura 3.1 – Regiões identificadas como possíveis locais do defeito (extraído de [3]) 30
Figura 3.2 – Mapeamento da região interrompida
Figura 3.3 – Formatação dos dados de descargas elétricas atmosféricas (extraído de [39]) 38
Figura 3.4 – Rede radial usada para ilustração da identificação dos troncos principais
Figura 3.5 – Resultado da Proposta 1 para alocação de medidores de tensão e corrente
Figura 3.6 – Resultados de alocação por demanda e alocação por consumidor no final dos troncos
principais
Figura 3.7 - Resultado de alocação de quatro medidores de tensão em barras terminais do
alimentador considerando dois critérios diferentes
Figura 3.8 - Resultado de alocação de quatro medidores de tensão ao longo do tronco principal,
eletricamente equidistantes
Figura 3.9 - Resultados de alocação por demanda e alocação por consumidor no final dos trechos
trifásicos dos troncos principais
Figura 3.10 – Disposição de <i>dois</i> medidores de tensão alocados de maneira ótima na rede teste. 55
Figura 3.11 – Disposição de <i>oito</i> medidores de tensão alocados de maneira ótima na rede teste. 55
Figura 3.12 – Resultado da Etapa I do algoritmo para o estudo de caso 1

Figura 3.13 - Refinamento dos resultados da Etapa I do algoritmo para o estudo de caso 1
(ampliação da região sob estudo)61
Figura 3.14 – Resultado da Etapa I do algoritmo para o estudo de caso 2
Figura 3.15 - Refinamento dos resultados da Etapa I do algoritmo para o estudo de caso 2
(ampliação da região sob estudo)64
Figura 3.16 – Resultado da Etapa I do algoritmo para o estudo de caso 3
Figura 4.1 – Ilustração do índice δ_k ($N_m = 4$)
Figura 4.2 – Sistema teste 134 barras
Figura 4.3 – Valores de índices δ_k para um curto-circuito na barra 5 e diferentes valores de
resistência de falta
Figura 4.4 - Alocação dos medidores de tensão na rede de 970 barras para aplicação do método
da correspondência dos valores de corrente de falta
Figura 4.5 – Alimentador ilustrativo para representar a importância da representação das cargas.
Figura 5.1 – Circuito equivalente utilizado na localização de falta pelo método Novosel ([49]). 94
Figura 5.2 – Identificação do caminho da falta ([22])96
Figura 5.3 – Perfil de tensão no caminho da falta para resistência de falta nula ([22])96
Figura 5.4 – Variação do perfil de tensão com a resistência de falta ([22])
Figura 5.5 – Ilustração do conceito de limiar de tensão
Figura 5.6 – Sistema de quatro barras utilizado como exemplo ilustrativo100
Figura 5.7 – Sistema de 134 barras103
Figura 5.8 -Sistema teste baseado em alimentador da EPRI (exemplo disponibilizado com o
software OpenDSS)
Figura 5.9 – Resultado do método completo para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada à
barra 28
Figura 5.10 – Resultado do método completo para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada
à barra 72108
Figura 5.11 – Resultado do método completo para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada
à barra 119109
Figura 5.12 – Resultados de localização de uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada ao
Local 1

Figura 5.13 – Resultados de localização de uma falta trifásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada ao Local
1
Figura 5.14 – Resultados de localização de uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada ao
Local 2
Figura 5.15 – Resultados de localização de uma falta monofásica com $R_f = 5,0 \Omega$ aplicada ao
Local 2
Figura 5.16 – Resultados de localização de uma falta trifásica com $R_f = 5,0 \Omega$ aplicada ao Local
2
Figura 5.17 – Resultados de localização de uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada ao
Local 3
Figura 5.18 – Resultados de localização de uma falta monofásica com $R_f = 10,0 \Omega$ aplicada ao
Local 3
Figura 5.19 – Ilustração do impacto da alocação dos medidores no método de localização de
defeitos proposto
Figura 5.20 – Medições redundantes de tensão 120
Figura 5.21 – Barras utilizadas nos estudos 122
Figura 5.22 – Alocação de 10 medidores ao longo do Sistema 2 123
Figura 5.23 – Alocação de diferentes quantidades de medidores ao longo do Sistema 2 124
Figura A.1 – Medidores inteligentes GE (extraído de [56])
Figura A.2 – Exemplo de relatório de interrupção dos medidores inteligentes Itron OpenWay
(extraído de [51])
Figura A.3 - Capacidade de medição de queda de tensão e notificação de interrupção dos
medidores inteligentes testados
Figura B.1 – Locais de aplicação dos curtos-circuitos utilizados nos estudos de desempenho do
método de localização de defeitos

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Benefícios e custos (B/C) de várias funções de administração das faltas em dois
sistemas finlandeses urbanos e quatro sistemas rurais (valores em unidades de 1000 euros)9
Tabela 3.1 - Resultados para o caso com quatro medidores de tensão alocados no final dos
troncos principais definidos considerando a demanda
Tabela 3.2 – Resultados da Etapa I do método de localização de defeito para quatro medidores de
tensão alocados no final dos troncos principais definidos considerando o número de
consumidores
Tabela 3.3 – Resultados da Etapa I do método de localização de defeito para quatro medidores de
tensão alocados nas barras terminais segundo a Proposta 1
Tabela 3.4 – Resultados da Etapa I do método de localização de defeito para quatro medidores de
tensão alocados nas barras terminais segundo a Proposta 2
Tabela 3.5 – Resultados da Etapa I do método de localização de defeito para quatro medidores de
tensão alocados no final do trecho trifásico dos troncos principais (segundo o critério de cargas e
número de consumidores acumulados)
Tabela 3.6 - Incidência de casos de múltipla estimação considerando medidas trifásicas e
monofásicas de tensão
Tabela 3.7 – Resultados para <i>dois</i> medidores de tensão alocados ao longo da rede teste
Tabela 3.8 – Resultados para quatro medidores de tensão alocados ao longo da rede teste 56
Tabela 3.9 – Resultados para <i>oito</i> medidores de tensão alocados ao longo da rede teste
Tabela 3.10 - Resultados obtidos para o estudo de caso referente ao item 1: imprecisão no
modelo das cargas
Tabela 3.11 – Resultados obtidos para o estudo de caso referente ao item 2: imprecisão no
modelo das cargas e nas medições de tensão; e resistência de falta de 0,5 Ω . 59
Tabela 3.12 - Valores encontrados para os índices auxiliares na composição do índice de
refinamento no estudo de caso 1
Tabela 3.13 – Valores de índice de refinamento no estudo de caso 1
Tabela 3.14 – Valores de tensão utilizados no estudo de caso 2
Tabela 3.15 - Valores encontrados para os índices auxiliares na composição do índice de
refinamento no estudo de caso 2

Tabela 4.1 - Número de barras agrupadas em cada classe de erro sem mapeamento automático de
interrupções74
Tabela 4.2 - Número de barras agrupadas em cada classe de erro considerando mapeamento
automático de interrupções
Tabela 4.3 – Impacto de erros na estimação das cargas76
Tabela 4.4 – Impacto da variação dos valores de resistência de falta77
Tabela 4.5 – Impacto dos erros de medição78
Tabela 4.6 – Impacto de diferentes quantidades de medição de tensão
Tabela 4.7 - Impacto da alocação dos medidores. 81
Tabela 4.8 – Impacto das medidas fasoriais de tensão
Tabela 4.9 – Impacto de erros na medição dos fasores de tensão
Tabela 4.10 - Número de barras agrupadas em cada classe de erro considerando mapeamento
automático de interrupções e um motor de 100 HP na barra 30
Tabela 4.11 - Número de barras agrupadas em cada classe de erro considerando mapeamento
automático de interrupções e um motor de 200 HP na barra 30
Tabela 4.12 - Número de barras agrupadas em cada classe de erro considerando mapeamento
automático de interrupções e um motor de 100 HP na barra 30 – medição fasorial
Tabela 4.13 – Número de barras agrupadas em cada classe de erro para a rede de 970 barras para
curtos-circuitos aplicados ao longo de todo o alimentador
Tabela 4.14 – Número de barras agrupadas em cada classe de erro para a rede de 970 barras para
curtos-circuitos monofásicos aplicados a montante do último medidor
Tabela 5.1 – Medição de tensão e corrente94
Tabela 5.2 – Medidas de tensão102
Tabela 5.3 – Resultados das análises quantitativas para o método reatância aplicado ao Sistema
1
Tabela 5.4 – Resultados das análises quantitativas para o método Takagi aplicado ao Sistema 1.
Tabela 5.5 – Resultados das análises quantitativas para o método Novosel aplicado ao Sistema 1.
Tabela 5.6 – Resultados dos métodos baseados em impedância para $R_f = 0.5 \Omega$ – Sistema 1 106

Tabela 5.7 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para
uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada à barra 28 ($V_{base} = 7.97 \text{ kV}$) 107
Tabela 5.8 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para
uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada à barra 72 ($V_{base} = 7.97 \text{ kV}$)
Tabela 5.9 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para
uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada à barra 119 ($V_{base} = 7.97 \text{ kV}$)
Tabela 5.10 – Resultados das análises quantitativas para o método reatância aplicado ao Sistema
2
Tabela 5.11 – Resultados das análises quantitativas para o método Takagi aplicado ao Sistema 2.
Tabela 5.12 – Resultados das análises quantitativas para o método Novosel aplicado ao Sistema
2
Tabela 5.13 – Resultados dos métodos baseados em impedância para $R_f = 0.5 \Omega$ – Sistema 2 112
Tabela 5.14 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para
uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ no Local 1 ($V_{base} = 7.20 \text{ kV}$)
Tabela 5.15 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para
uma falta trifásica com $R_f = 0.5 \Omega$ no Local 1 ($V_{base} = 7,20 \text{ kV}$)
Tabela 5.16 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para
uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ no Local 2 ($V_{base} = 7.20 \text{ kV}$)
Tabela 5.17 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para
uma falta monofásica, $R_f = 5,0 \Omega$ no Local 2 ($V_{base} = 7,20 \text{ kV}$)
Tabela 5.18 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para
uma falta trifásica com $R_f = 5,0 \Omega$ no Local 2 ($V_{base} = 7,20 \text{ kV}$)
Tabela 5.19 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para
uma falta monofásica, $R_f = 0.5 \Omega$ no Local 3 ($V_{base} = 7.20 \text{ kV}$)
Tabela 5.20 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para
uma falta monofásica, $R_f = 10,0 \Omega$ no Local 3 ($V_{base} = 7,20 \text{ kV}$)
Tabela 5.21 – Resultados para diferentes alocações de medidores no Sistema 2 123
Tabela 5.22 – Resultados para a alocação de diferentes quantidades de medidores no Sistema 2.
Tabela 6.1 – Tabela comparativa dos métodos investigados 128

Tabela A.1 - Capacidade de monitoramento e reportar interrupção de	energia e módulo de
tensão	
Tabela A.2 – Características de medidores	
Tabela A.3 – Resultados dos testes	
Tabela B.1 – Relação das barras utilizadas nos estudos de curto-circuito	

ABREVIATURAS

- AMR Automatic Meter Reading
- ATP Alternative Transient Program
- DFR Digital Fault Recorder
- GIS Geographic Information Systems
- GUI Graphical User Interface
- INPE Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
- OMS Outage Management Systems
- PMU Phasor Measurement Unit
- RINDAT Rede Integrada Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas
- RMS Root Mean Square
- SIMEPAR Sistema Meteorológico do Paraná
- UPS Uninterruptible Power Supplies
- UTR Unidade Terminal Remota
- ZTR Zona de Tensão Reduzida

NOMENCLATURA

*	operador conjugado
A	matriz
\mathbf{A}_{km}	elemento da linha k e coluna m da matriz A
$A^{(abc)}$	submatriz 3x3 referente a três fases
Â	fasor
R_{f}	resistência de falta
$\mathbf{Z}_{barra}^{(abc)}$	matriz impedância barra representando um sistema trifásico
$Z_{ik}^{(abc)}$	elemento das linhas referentes às três fases da barra <i>i</i> e das colunas referentes às três
	fases da barra k
$\hat{I}^{(abc)}_{falta_k}$	vetor representando a corrente falta na barra k
$Z_f^{(abc)}$	matriz 3x3 representando a impedância de falta em cada uma das fases
S_i	potência complexa estimada do transformador
S_{SE}^{est}	potência complexa estimada na subestação
$oldsymbol{eta}_i$	carregamento médio do transformador $i (0 \le \beta_i \le 1, 0)$
nc	número total de transformadores conectados a cargas
S_i^{nom}	potência nominal do transformador i
lf_j	índice de classificação do nó j (Método 1)
RC	índice que representa o registro de chamadas de consumidores
DA	índice que representa a incidência de descargas atmosféricas
MT	índice associado à medida de módulo de tensão
МС	índice associado à medida de módulo de corrente

LF	índice associado à utilização do índice lf_j
<i>ir_i</i>	índice de refinamento da Zona <i>i</i>
α	peso associado ao índice RC
β	peso associado ao índice DA
γ	peso associado ao índice MT
δ	peso associado ao índice MC
Е	peso associado ao índice LF
$x_1 e x_2$	coordenadas longitudinais dos pontos 1 e 2, respectivamente
<i>y</i> ¹ e <i>y</i> ²	coordenadas latitudinais dos pontos 1 e 2, respectivamente
$\hat{I}^{(abc)}_{falta_{ik}}$	corrente de falta na barra k calculada a partir da medida de tensão do medidor de tensão
° IK	instalado na barra <i>i</i>
δ_k	índice de classificação da barra k (Método 2)
$\overline{\hat{I}_{\textit{falta}_{ik}}^{f}}$	média de todos os valores de corrente de falta calculados utilizando a tensão medida em cada medidor para uma dada barra k sob curto circuito
Z _{Zbarra}	impedância das cargas representada na matriz \mathbf{Z}_{barra}
Z_{ATP}	impedância das cargas representada no ATP
d	distância entre o local de medição da tensão e corrente e o local estimado do defeito
Z_{Ll}	impedância total da linha por comprimento (em Ω /unidade de comprimento)
\hat{V}_m^{falta}	tensão medida na subestação durante a falta
\hat{I}_m^{falta}	corrente medida na subestação durante a falta
$\hat{I}_m^{\ pre}$	corrente medida na subestação pré-falta
Z_m	impedância entre o local de medição da tensão e corrente e o local estimado do defeito
$\Delta \hat{I}_m$	diferença entre a corrente medida antes e durante a falta
V _{lim}	limiar de tensão

xxviii

1 INTRODUÇÃO

A ocorrência de defeitos (faltas) nos sistemas elétricos resulta em problemas de qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia. Do ponto de vista da concessionária, interrupções frequentes ou de longa duração resultam em elevados custos operacionais. Já do ponto de vista dos consumidores, o impacto da ocorrência de interrupções de energia pode variar desde um desconforto causado a alguns consumidores residenciais até a interrupção ou falha de processos importantes de consumidores industriais e comerciais. Portanto, métodos de localização de defeito são utilizados com o objetivo de diminuir os impactos da ocorrência de defeitos. Estes métodos são encarregados de indicar o local da falta com a maior exatidão possível, permitindo a rápida recuperação do sistema (no caso de defeitos permanentes) ou a indicação de locais que necessitam de manutenção, como a realização da poda de árvores ou da troca de um equipamento (no caso de defeitos intermitentes).

Nos últimos anos, os métodos de localização de defeitos em redes de transmissão de energia elétrica atingiram um grau de maturidade e precisão bastante aceitáveis, destacando-se os métodos baseados em ondas viajantes e no uso de relés digitais de distância. Contudo, o mesmo não ocorre para as redes de distribuição, em que os métodos desenvolvidos para sistemas de transmissão são ineficazes. Os principais empecilhos em aplicar diretamente as técnicas desenvolvidas para sistemas de transmissão na localização das faltas em alimentadores aéreos de distribuição estão relacionados com a topologia, variações na rede devido à reconfiguração, a existência ou não de geração distribuída, os níveis de cargas, as seções da rede com condutores de diferentes bitolas e a falta de conhecimento exato da impedância equivalente do sistema que se encontra a montante da subestação. Por conseguinte, em grande parte dos sistemas de distribuição de energia elétrica, as faltas são localizadas baseando-se apenas em indicações físicas ou métodos de força bruta, tais como: (a) tentativa de restauração da rede por chaveamento; (b) indicação da ocorrência da falta por queima de fusíveis ou dispositivos indicadores de falta; (c) queda de condutores e reclamações de consumidores; (d) inspeções visuais ao longo do percurso das linhas ([1]).

No entanto, os recentes avanços tecnológicos dedicados a sistemas de energia elétrica permitem que os sistemas de distribuição sejam beneficiados por investimentos em uma estrutura supervisionada que explora o uso de equipamentos de medição, monitoramento e avançados sistemas de telecomunicação e controle. A união destas novas tecnologias vem dando espaço ao que está sendo chamado de *redes inteligentes*. Como resultado destes avanços, novas funções têm sido integradas aos medidores de energia tradicionais, que originalmente eram utilizados apenas para medição do consumo, permitindo o acesso a informações adicionais em tempo real como, por exemplo, módulo de tensão e interrupção de energia. Com o aumento destas funcionalidades, maior valor pode ser atribuído a estes medidores, que passaram a ser denominados *medidores inteligentes*. Até o ano de 2021, o governo brasileiro pretende instalar cerca de 63 milhões de medidores inteligentes ([2]). Portanto, embora as técnicas de localização de defeito empregadas em sistemas de distribuição ainda sejam rudimentares, a instalação dos medidores inteligentes, o conhecimento da atual configuração da rede e da atuação de religadores em tempo real e a integração dos dados provenientes dos Sistemas de Informações Geográficas (em inglês: GIS, *Geographic Information Systems*) permitem o desenvolvimento de métodos mais eficientes, que exploram informações provenientes de diferentes locais da rede (informações distribuídas) e não apenas da subestação.

Neste contexto, optou-se por investigar métodos de localização de defeitos aplicados a modernos sistemas de distribuição. Três métodos foram investigados: (1) o primeiro, baseado na *correspondência de valores de tensão*, utiliza os parâmetros elétricos da rede e duas ou mais medidas de tensão ao longo do alimentador; (2) o segundo método, baseado na *correspondência da corrente de falta*, utiliza os parâmetros elétricos da rede e uma quantidade maior de medidas de tensão que o primeiro método; (3) finalmente, o terceiro método, baseado no *mapeamento das zonas de tensão reduzida*, não necessita do conhecimento completo dos parâmetros da rede elétrica, no entanto, é desejável utilizar uma maior quantidade de medidores que nos outros dois métodos. Portanto, pelo menos um destes métodos pode ser aplicado a alimentadores cujos dados são completamente conhecidos e há poucas medidas de tensão até alimentadores em que os dados elétricos da rede não são conhecidos ou não são precisos e existe uma quantidade maior de medidos elétricos da rede não são conhecidos ou não são precisos e existe uma quantidade maior de medidos elétricos da rede não são conhecidos ou não são precisos e existe uma quantidade maior de medidos elétricos da rede não são conhecidos ou não são precisos e existe uma quantidade maior de medidos de tensão. Um breve esclarecimento do conceito explorado em cada método e das contribuições relacionadas a cada um deles será apresentado a seguir. Ressalta-se que neste trabalho a presença de geração distribuída não será considerada.

O método baseado na correspondência de valores de tensão foi inicialmente proposto em [3]. Este método é baseado na correspondência dos módulos de tensão medidos e calculados nos nós em que medidores esparsos de tensão estão instalados. Os valores calculados são obtidos por repetitivos cálculos de fluxo de potência associados à ocorrência de falta em cada um dos nós do sistema. Assume-se que o nó em que a falta simulada resultar na menor diferença de valores de módulo de tensão medidos e calculados é o real local da falta.

Neste presente trabalho, as contribuições relacionadas a este método foram incrementais visto que os autores de [3] propuseram o método original e realizaram diversos testes que comprovaram a aplicabilidade do método. As contribuições deste trabalho consistem em:

- Propor um método de refinamento dos resultados;
- Testar a metodologia em alimentadores de grande porte;
- Propor um método simples para a alocação dos medidores de tensão em alimentadores de grande porte;
- Estudar o impacto de erros de medição no desempenho do método.

O método baseado na correspondência de corrente de falta é uma das contribuições deste trabalho. A ideia básica é obter o local da falta relacionando-se as quedas de tensão medidas por cada medidor à corrente de falta em diferentes nós do sistema por elementos da matriz impedância. Esta relação é baseada na teoria de cálculo de curto-circuito e o local do defeito é indicado como sendo o nó em que os valores de corrente de curto-circuito calculados a partir da queda de tensão medida em cada medidor (portanto, um valor por medidor) forem suficientemente próximos. A grande vantagem deste método é a reduzida influência da resistência de falta e do problema de múltipla estimação ([4]).

Por fim, o terceiro método, baseado no mapeamento das zonas de tensão reduzida, é extremamente simples e útil para a solução do problema de múltipla estimação em sistemas de distribuição, utiliza um método baseado em impedância e emprega o valor do módulo de tensão medido em diversos medidores para realizar o mapeamento das regiões de tensão reduzida. O desempenho deste método sofre uma maior influência do valor da resistência de falta, comparado ao desempenho dos outros dois métodos, contudo não necessita da realização de repetidos cálculos de fluxo de potência ou da construção da matriz impedância do sistema.

Maiores detalhes sobre as principais características, vantagens e desvantagens de cada método serão apresentados ao longo desta tese, que está dividida como segue. O estado da arte é apresentado no Capítulo 2. Os algoritmos e testes relacionados ao método de correspondência de valores de tensão são descritos no Capítulo 3. O método baseado na correspondência da corrente

de falta é introduzido no Capítulo 4. O método baseado no mapeamento das zonas de tensão reduzida é discutido no Capítulo 5, seguido pelas conclusões do trabalho, no Capítulo 6.

2 ESTADO DA ARTE

A utilização de métodos de localização de defeitos visa indicar o local de ocorrência de uma falta com a maior exatidão possível para que a operação normal do sistema seja recuperada rapidamente. Conforme foi introduzido no Capítulo 1, este trabalho está relacionado aos sistemas de distribuição, que em diversas regiões do Brasil são consideravelmente longos e abrangem tanto áreas urbanas quanto rurais. Do ponto de vista das concessionárias e dos clientes, o fornecimento de energia a todos os consumidores, inclusive rurais (tipicamente distantes da subestação) deve ser confiável e de qualidade. Portanto, um método de localização de defeitos automático e eficaz é extremamente desejável. O processo de localização de defeitos faz parte do Sistema de Gerenciamento de Defeitos (em inglês: *Fault Management System*), que pode ser dividido em cinco etapas principais: detecção, classificação, localização, isolamento do defeito e restauração do fornecimento de energia. A localização do defeito depende das etapas de detecção e classificação, as etapas de detecção e classificação da falta é apresentada, seguida por uma revisão detalhada sobre técnicas de localização de defeito aplicadas aos sistemas de distribuição.

2.1 DETECÇÃO

Condições anormais de operação dos sistemas elétricos podem ser detectadas através do monitoramento de dados de uma ou mais grandezas, por exemplo: correntes de fase, tensões de fase, corrente de sequência zero, tensão de sequência zero. Após a escolha da grandeza a ser utilizada na identificação da situação de defeito, a grandeza monitorada tanto em condições normais de operação quanto durante o defeito passa por um processo de extração das principais características. De acordo com o método escolhido, é possível explorar as grandezas na frequência fundamental ([5]), ondas viajantes resultantes da ocorrência do defeito ([6]), cálculo da energia ([7]) ou até mesmo componentes harmônicas ([8]). Técnicas de inteligência artificial também podem ser utilizadas como ferramentas para a detecção de defeitos ([9]).

De forma geral, a detecção do defeito é realizada pela comparação do valor medido com um limite preestabelecido. A escolha deste limiar deve ser tal que evite a falsa detecção do defeito, ou seja, a indicação da ocorrência de um defeito mesmo sob condições normais de operação.

Comumente, entende-se que a grandeza monitorada deve permanecer por um determinado intervalo de tempo com valores que violam o limite antes que a detecção do defeito seja confirmada. Assim, quando o valor medido supera o valor limite, uma contagem de tempo é iniciada. No instante em que esta contagem de tempo atinge outro limiar (o limite de tempo, comumente chamado de temporização), o defeito é confirmado.

2.2 CLASSIFICAÇÃO

A classificação do tipo de falta fundamenta-se basicamente em determinar a(s) fase(s) envolvida(s) no defeito. Existem dez tipos de faltas possíveis: fase A-terra, fase B-terra, fase Cterra, fases A-B, fases B-C, fases A-C, fases A-B-terra, fases B-C-terra, fases A-C-terra, fases A-B-C. Cada tipo de falta possui uma "assinatura" e os diferentes métodos de classificação de defeitos exploram estas diferentes assinaturas para identificar o tipo do defeito detectado. Os métodos podem utilizar grandezas de fase ou componentes simétricas. Cada tipo de falta pode ser caracterizado por um conjunto de componentes simétricas e os valores de tensão e/ou corrente de sequência zero indicam se a falta envolve ou não a terra. Um dos métodos mais simples de seleção da(s) fase(s) envolvida(s) consiste em verificar se a impedância da fase sob análise é menor que um valor limiar ([1]). Contudo, o uso de dispositivos que medem impedância não é comum em sistemas de distribuição, onde tipicamente dispositivos de sobrecorrente são empregados.

Portanto, outra opção de classificação da falta utiliza valores de corrente medidos na subestação conforme descrito no fluxograma da Figura 2.1 ([5]). Nesta figura, $|I_{med}^{a,b,c}|$ representa o módulo da corrente medida na subestação nas fases A, B ou C, $|I_{med}^{0}|$ é o módulo da corrente de sequência zero medida na subestação. É possível observar que tal processo depende também de um valor limiar ($|I_{lim}|$ ou $|I_{lim}^{0}|$), que varia de acordo com a rede em que o processo é aplicado. Na especificação do tipo de falta, "T" significa "terra".



Figura 2.1 – Fluxograma descrevendo um método para classificação da falta ([5]).

2.3 LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Algumas particularidades dos sistemas de distribuição de energia resultam na dificuldade de utilização de métodos tradicionais de localização de defeitos aplicados aos sistemas de transmissão de energia. Enquanto os sistemas de transmissão tipicamente apresentam linhas longas e balanceadas, sem ramificações, os sistemas de distribuição são caracterizados pela existência de linhas curtas, ramificadas e heterogêneas, além de possuírem uma reduzida quantidade de medidores. A existência de linhas curtas, ramificadas e com poucos terminais de medição dificulta a localização das faltas através de algoritmos que utilizam o princípio de ondas viajantes e alta frequência bem como os baseados em medição direta da impedância. Em sistemas ramificados, um mesmo valor de distância medido na subestação durante a ocorrência de uma falta pode estar relacionado a mais de um ponto do sistema conforme mostra a Figura 2.2. Adicionalmente, a existência de diversos equipamentos e consumidores conectados em derivação ao longo do alimentador faz com que a impedância vista a partir da subestação varie dinamicamente, dificultando o

uso desta informação para a localização de defeitos. Para melhorar a eficiência do algoritmo de localização de defeito, torna-se necessário o conhecimento de outras informações que podem ser provenientes tanto do conhecimento do sistema para a obtenção de um modelo mais preciso, como de dados históricos, informações sobre o clima e reclamações de consumidores ([10]).



Figura 2.2 – Ilustração do problema de múltipla estimação na localização de defeitos em sistemas de distribuição.

O alto custo associado ao investimento em equipamentos de medição, automação e monitoramento de sistemas de distribuição pode dificultar o desenvolvimento de técnicas de localização de falta para sistemas de distribuição. No entanto, deve ser ressaltado que por volta de 80% das faltas ocorrem nestes sistemas devido à grande exposição a fatores externos. Em [11], é apresentado um estudo da concessionária *TaiPower* sobre a viabilidade do investimento em automação em sistemas de distribuição. As medidas de automação incluídas neste estudo foram:

- Sistemas de supervisão e aquisição de dados;
- Detecção, isolamento e restauração do defeito;
- Banco de capacitores controláveis;
- Armazenamento e recuperação de informações;
- Planejamento de interrupções;
- Sistema de processamento de chamadas relacionadas a reclamações;
- Simulador para treinamento dos operadores.

De acordo com este estudo, a implantação de tais medidas permitiu diminuir o tempo médio de reparo de um defeito de 76,2 minutos, para 32 minutos, além da diminuição do custo deste reparo ao consumidor de 11,43 \$/kW para 4,37 \$/kW. Concluiu-se que, neste caso, a relação cus-
to benefício dos investimentos em automação de sistemas de distribuição justifica sua implantação e é maior quanto maior forem as taxas de falha e os custos de interrupção.

Outra análise de custos e benefícios apresentada em [12] mostra alguns resultados para dois sistemas finlandeses de distribuição urbanos subterrâneos (URB1 e URB2) e quatro rurais (RUR1 a RUR4). Os resultados desta análise são apresentados na Tabela 2.1, que apresenta as relações entre benefícios e custos de cada investimento em unidades de 1000 euros. Nos casos em que a relação entre benefício e custo não se justifica (é menor que um) foi utilizado "-/-", conforme em [12].

Tabela 2.1 – Benefícios e custos (B/C) de várias funções de administração das faltas em dois sistemas finlandeses urbanos e quatro sistemas rurais (valores em unidades de 1000 euros).

Função	URB1	URB2	RUR1	RUR2	RUR3	RUR4
Controle remoto das chaves nas linhas	-/-	-/-	34/20	57/23	46/17	94/20
Indicadores de falta nas chaves das linhas	-/-	-/-	-/-	4/4	7/3	13/3
Estações de indicação de falta [*]	9/2	19/3	7/5	12/5	11/4	23/4
Localização de falta computacional	-/-	6/3	8/4	15/4	9/3	18/3
Indicadores de falta de alta impedância	2/1	5/1	4/2	7/2	6/1	12/1

Estações de indicação de falta são locais adicionais, separados do centro de controle.

Resumidamente, é possível concluir que:

- O emprego do controle remoto das chaves e de indicadores de falta é justificável apenas para sistemas rurais já que a frequência das faltas em ramais urbanos subterrâneos é substancialmente menor que em ramais rurais;
- Estações de indicação de falta, localização de falta computacional e indicação de faltas de alta resistência são justificáveis para praticamente todos os sistemas analisados. Neste estudo, foi assumido que 20% das estações de indicação de falta são equipadas com dispositivos ou sistemas de comunicação.

Tais conclusões justificam o investimento em técnicas modernas de localização de defeitos voltadas a sistemas de distribuição. Na próxima subseção, uma revisão sobre técnicas associadas a sistemas de distribuição e aos métodos que serão explorados nas próximas seções desta tese será apresentada. Entende-se que estas técnicas estão associadas às metodologias propostas nesta tese por explorarem o uso de informações obtidas ao longo do sistema de distribuição, com ênfase em informações provenientes de medidores de tensão.

2.3.1 Técnicas Modernas de Localização de Defeitos Aplicadas a Sistemas de Distribuição

Recentemente, métodos que exploram informações adicionais (originárias de medidores instalados ao longo da rede) às medidas na subestação têm sido propostos e podem ser agrupados em três classes:

- 1. Métodos que exploram o mapeamento automático de interrupções;
- Métodos que exploram medidas de tensão e corrente na subestação, medições esparsas de tensão ao longo da rede, bem como informações sobre a topologia e parâmetros da rede;
- Métodos que utilizam informações sobre queda de tensão obtidas ao longo do alimentador com o objetivo de identificar uma seção defeituosa.

Nas próximas subseções, estes métodos são brevemente discutidos.

2.3.1.1 Mapeamento automático de interrupções

A utilização de alguns tipos de medidores inteligentes permite o monitoramento automático de interrupções (ver Apêndice A). Como resultado, o espaço de busca pode ser reduzido, reduzindo-se também os erros relativos à indicação do local da falta. No caso da ocorrência de uma falta permanente, falta 1 no alimentador da Figura 2.3, por exemplo, o religador R1 atua (por ser o primeiro dispositivo de proteção a montante da falta 1) e os medidores M5 a M9 devem reportar a interrupção na Zona 1. Consequentemente, o processo de localização de defeitos pode considerar tal informação para reduzir o espaço de busca do algoritmo. No caso da falta 2, assumindo que tal falta seja eliminada pela atuação do fusível F3, os medidores M5 e M6 devem reportar a interrupção, restringindo o espaço de busca à Zona 2.



Figura 2.3 - Mapeamento automático de interrupções.

A utilização do mapeamento automático de interrupções permite que o processo de localização de defeitos não dependa de ligações de reclamação de consumidores, o que significa um importante avanço para a automação de sistemas de distribuição. Em [13], um exemplo de utilização do monitoramento de interrupções, incluindo dados de duração da interrupção e um método estatístico simples aplicado a estes dados para a localização do defeito na rede é apresentado. Neste caso, apenas interrupções permanentes, causadas pela operação de fusíveis ou abertura de chaves, por exemplo, foram analisadas. Interrupções temporárias não foram consideradas. O método de localização de defeitos baseia-se no fato que, de acordo com o instante de interrupção de grupos de consumidores diante de uma falta permanente, é possível identificar o local do defeito. Para a aplicação deste método, as faltas permanentes devem ser agrupadas em três categorias conforme descrito a seguir (ver Figura 2.4).

Tipo 1: Falta de alta impedância e rompimento do condutor – neste caso considera-se que a corrente de falta não é grande o bastante para provocar a atuação do dispositivo de proteção, portanto a interrupção de energia ocorre apenas nos consumidores conectados a jusante do local de ocorrência da falta (na Figura 2.4, este caso está representado pelo instante t_1 em que os grupos de consumidores C2 e C3 sofrem interrupção);

- Tipo 2: Falta de baixa impedância e rompimento do condutor o dispositivo de proteção mais próximo ao defeito opera. Por conseguinte, dois grupos de dados de instante de ocorrência da interrupção estarão disponíveis: t_2 e t_3 . Um deles representa o instante de ocorrência de interrupção dos consumidores localizados a jusante do local da falta (C5 e C6) e o outro representa o instante no qual o fusível atuou ou o disjuntor abriu, que será registrado pelos consumidores localizados entre o local do fusível/disjuntor e o local da falta (C4);
- Tipo 3: Falta de baixa impedância sem rompimento de condutor todos os consumidores do alimentador serão interrompidos simultaneamente e então apenas um valor de instante de interrupção será reportado. Este instante está relacionado à queima do fusível ou abertura definitiva do disjuntor (instante de ocorrência da interrupção t_2 = t_3 , para C4, C5 e C6).



Figura 2.4 - Ilustração do esquema de mapeamento de interrupções utilizando o tempo de interrupção ([13]).

O processamento dos dados inicia-se supondo um local de ocorrência do defeito e então dois grupos de consumidores são formados: consumidores supostamente localizados a jusante do local da falta e consumidores supostamente localizados a montante do local da falta. Em seguida, realiza-se um refinamento do suposto local da falta com a finalidade de determinar o local com maior probabilidade de abranger o real local da falta, de acordo com os valores de instante de interrupção.

Outro método de mapeamento automático de interrupções é discutido em [14]. Neste trabalho, o autor propõe o uso de dispositivos inteligentes na subestação para monitorar e identificar qualquer evento atípico no sistema de distribuição. Então, uma sequência de verificação (*polling*) de dispositivos remotos (*transponders*) é iniciada e os dispositivos interrompidos podem ser identificados. Considerando a capacidade de comunicação bidirecional (TWACS[®]), o endereço de comunicação pode estar relacionado à localização física do dispositivo no sistema de distribuição para que a área afetada possa ser identificada. Os *transponders* são consultados em grupos de *N* dispositivos considerando que *N* é o número de canais simultaneamente disponíveis para comunicação. Então, cada grupo responde simultaneamente à consulta e, na sequência, outro grupo de *N* dispositivos é consultado imediatamente após a resposta do grupo anterior. A consulta simultânea permite reduzir consideravelmente a duração do processo de identificação da área interrompida.

2.3.1.2 Métodos baseados em medições esparsas de tensão

O fluxograma da Figura 2.5 descreve a ideia principal dos métodos de localização de defeitos baseados em medições esparsas de tensão, que serão tratados nesta subseção. Estes métodos exploram basicamente medições esparsas de tensão ao longo do alimentador e um critério de comparação de valores medidos e calculados para identificar o local da falta.





Um método baseado em medições esparsas de tensão com aplicação em sistemas de distribuição é proposto em [3]. Este método utiliza fasores de tensão e corrente medidos na subestação antes e durante a ocorrência da falta e os módulos da tensão medidos em locais esparsos do alimentador, durante a ocorrência da falta. A ferramenta principal empregada é um programa de cálculo de fluxo de potência pelo método da Varredura Inversa/Direta. Primeiramente, o algoritmo utiliza tensão e corrente pré-falta na subestação para estimar a carga em cada barra. Em seguida, um método iterativo baseado em diversos cálculos de fluxo de potência na condição de curto-circuito é utilizado para calcular o módulo da tensão em cada barra que possui medidor de tensão. Os valores de módulo de tensão calculados são armazenados e então comparados com os respectivos valores medidos. Finalmente, as barras são classificadas de acordo com a possibilidade de estarem localizadas próximas ao local do defeito. Este método é robusto se comparado a outros métodos de localização de defeitos dedicados a sistemas de distribuição, pois sofre pouca influência do tipo e da resistência de falta. Contudo, o desempenho do método depende do conhecimento das cargas e de imprecisões nas medidas. Este método será explorado com mais detalhes no Capítulo 3 desta tese.

Em [16], fasores de tensão provenientes de medidores esparsos instalados ao longo do alimentador são utilizados no processo de identificação do local da falta em sistemas de distribui-

ção. Neste caso, a ferramenta principal é um programa de cálculo de curto-circuito. Utiliza-se também uma técnica para estimação da resistência de falta e outra para estimação do carregamento da rede. De acordo com os autores, o método pode indicar precisamente o local da falta e não sofre de problemas de múltipla estimação.

Dois outros métodos ([17], [18]) exploram a teoria de cálculo de curto-circuito conforme apresentado a seguir. Considerando que os parâmetros do sistema são conhecidos, é possível construir uma matriz impedância barra em componentes de fase ($Z_{barra}^{(abc)}$). Por exemplo, para um sistema de distribuição com *NB* barras, a dimensão da matriz impedância barra é *3NB* x *3NB* e cada elemento $Z_{ii}^{(abc)}$ da matriz na equação (2.1) consiste em uma submatriz 3x3.

$$\boldsymbol{Z}_{barra}^{(abc)} = \begin{bmatrix} Z_{11}^{(abc)} & \dots & Z_{1k}^{(abc)} & \dots & Z_{1NB}^{(abc)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{k1}^{(abc)} & \dots & Z_{kk}^{(abc)} & \dots & Z_{kNB}^{(abc)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{NB1}^{(abc)} & \dots & Z_{NBk}^{(abc)} & \dots & Z_{NBNB}^{(abc)} \end{bmatrix}$$
(2.1)

Caso existam medidores de tensão em alguns locais da rede é possível obter o valor do desvio de tensão (ΔV_i) em cada medidor (utilizando a diferença entre o valor medido durante o defeito e antes da ocorrência do defeito). A relação entre a queda de tensão medida na barra *i* e a corrente de falta na barra *k* é dada por (2.2).

$$\Delta \hat{V}_{i}^{(abc)} = \hat{V}_{falta}^{(abc)} - \hat{V}_{pre}^{(abc)} = -Z_{ik}^{(abc)} \cdot \hat{I}_{falta_{k}}^{(abc)} (para \ i \neq k)$$

$$(2.2)$$

Nas condições descritas, $\Delta \hat{V}_i$ e $Z_{ik}^{(abc)}$ estão disponíveis enquanto a barra sob falta e a corrente de falta associada são parâmetros desconhecidos. O desafio da utilização desta formulação está na dependência do valor da corrente de falta que por sua vez está associado à resistência de falta (um parâmetro dificilmente estimado com precisão). Em [17], a corrente de falta é aproximada pelo valor apresentado na equação (2.3).

$$\hat{I}_{falta_{k}}^{(abc)} = \left(Z_{kk}^{(abc)} + Z_{f}^{(abc)}\right)^{-1}$$
(2.3)

Para tratar da incerteza referente ao valor da resistência de falta, o uso de lógica nebulosa (em inglês: *fuzzy logic reasoning*) foi proposto. O segundo método ([18]) considera a existência de geradores distribuídos conectados à rede e registradores digitais de perturbação (em inglês: DFR, *Digital Fault Recorders*) instalados em cada ponto de geração. A corrente de falta é considerada a soma da corrente injetada pela subestação e por cada gerador. A limitação deste método consiste na necessidade de medição fasorial sincronizada de tensão e corrente em cada gerador distribuído e na subestação, implicando em elevados custos e complexidade.

2.3.1.3 Métodos baseados na detecção da causa da queda de tensão

Os problemas causados pela queda e interrupção de tensão em cargas sensíveis à variação da tensão, como equipamentos eletrônicos, têm provocado o desenvolvimento de técnicas de detecção da causa do problema. Estes métodos consistem em identificar se a queda de tensão é causada por um elemento a jusante ou a montante do medidor e pode ser uma solução importante para o problema de múltipla estimação. Portanto, o uso destas técnicas pode permitir a identificação do ramo sob falta. Alguns dos conceitos aplicados com tal finalidade são:

- Relés de distância ([19]) a ideia básica deste conceito é que caso o módulo da impedância medida durante a queda de tensão seja estritamente menor que o módulo da impedância medida antes da ocorrência da queda de tensão (|Z_{queda}| < |Z_{pre-queda}|) e o ângulo de Z_{queda} seja estritamente maior que zero (∠Z_{queda} > 0), então o elemento causador da queda de tensão está localizado à frente do monitor de qualidade de energia, caso contrário, está localizado atrás.
- Sinal da resistência ([20]) os fasores de tensão (\hat{V}) e corrente (\hat{I}) de sequência positiva na frequência fundamental antes (subscrito *pre*) e durante a falta (subscrito *durante*) são medidos em um determinado local da rede e calcula-se $Z_e = (\hat{V}_{durante} - \hat{V}_{pre})/(\hat{I}_{durante} - \hat{I}_{pre})$. Caso a parte real de Z_e seja estritamente maior que zero, a causa da queda de tensão está localizada a montante do medidor. Caso a parte

real de Z_e seja estritamente menor que zero, a falta está localizada a jusante do medidor.

 Distúrbio de potência e energia ([21]) – para determinar o local do defeito este método explora a ideia de que a falta drena uma quantidade elevada de energia. O fluxo negativo de energia pelo medidor indica que a falta ocorreu atrás deste dispositivo.

Todos os métodos mencionados nesta seção empregam informações de tensão e corrente. Contudo, outra classe de métodos baseia-se apenas em medição do módulo da tensão. Em [22], o caminho da falta é identificado pela busca dos nós com menor tensão (Figura 2.6). O método foi intitulado pelos autores de "*Voltage Sag State Estimation*" e explora a topologia radial dos sistemas de distribuição e a relação das quedas de tensão e interrupções com a ocorrência de faltas no sistema para estimar o perfil de tensão ao longo do caminho da falta e identificar a região afetada. Uma vantagem do algoritmo é que não há necessidade de determinar o tipo de falta e a detecção da ocorrência da falta pode ser auxiliada pelos medidores de tensão instalados ao longo da rede.



Figura 2.6 – Identificação do caminho da falta ([22]).

Os medidores utilizados na implantação deste método devem integrar um sistema de leitura automática de medição (em inglês: AMR, *Automatic Meter Reading*). Atualmente, os dispositivos que integram sistemas AMR e que estão relacionados ao mapeamento de interrupções são os dispositivos *Sentry* e alguns tipos de medidores inteligentes. Tais dispositivos podem reportar a ocorrência e a duração de quedas de tensão, mas usualmente não podem reportar o módulo da queda de tensão. Contudo, o avanço dos medidores inteligentes e as potenciais aplicações destes medidores na automação dos sistemas de potência podem tornar a utilização deste método viável.

Pelo fato de haver uma tendência de instalação de medidores inteligentes em todos os pontos de consumo, será possível escolher determinados medidores para serem empregados na identificação do local da falta. A limitação resultante do uso de um número pequeno de medidores pode ser resolvida utilizando soluções de ajuste de curvas (em inglês: *curve-fitting*) para estimar o valor da tensão em locais em que não há medidor.

Em [23], os autores propõem identificar os monitores a jusante da falta como "sensores ativos" e listar os nós entre a subestação e cada sensor ativo. Então, ao encontrar os nós comuns a todos os caminhos, é possível afirmar que a falta está localizada no último nó do trecho de intersecção.

A seguir, os conceitos básicos relacionados a cada classe de métodos de localização de defeitos citados serão descritos juntamente com a discussão da aplicabilidade em sistemas de distribuição de energia.

2.3.2 Tendências e Soluções para a Localização de Defeitos em Sistemas de Distribuição

Como foi possível observar, a tendência das técnicas de localização de defeito aplicadas a sistemas de distribuição é explorar informações adicionais aos sinais de tensão e corrente na subestação para superar as dificuldades relacionadas às particularidades destes sistemas. O acesso a estas informações tem sido facilitado com os recentes avanços em medição e monitoramento, comunicação e controle. As informações adicionais podem estar relacionadas às ligações de reclamação dos clientes, condições climáticas, dados do SCADA ou do uso de qualquer tecnologia moderna que permita uma melhor observação da rede como indicadores de falta, medidores inteligentes.

Em vários casos, o uso de indicadores de falta resulta em relações de custo e benefício favoráveis (ver Tabela 2.1), mas a falta da unidade direcional pode restringir a aplicação destes dispositivos em redes com geração distribuída, por exemplo. A Figura 2.7 apresenta um modelo de indicador de falta com rearme automático temporizado ([24]). Este dispositivo possui uma bateria interna e acende as luzes de sinalização para auxiliar a equipe de manutenção na localização do defeito. Este alarme visual é mantido por um período de tempo pré-determinado e, após a decorrência deste período, o dispositivo é rearmado automaticamente. A sequência dos flashes disparados pelo dispositivo indica se a falta é temporária ou permanente.



Figura 2.7 - Indicadores de falta com rearme automático temporizado (AR360 - 360°) (extraído de [24]).

Na Figura 2.8, um modelo um pouco mais avançado de indicador de falta do mesmo fabricante é mostrado. Este dispositivo apresenta comunicação sem fio com uma unidade central e é capaz de reportar valores de carga, de temperatura, perda de tensão, perda de corrente e/ou ocorrência de faltas. O rearme é automático e, mediante a ocorrência de uma falta, também apresenta indicação visual (tarjeta vermelha).



Figura 2.8 - Indicadores de falta com comunicação sem fio (SEL WSO) (extraído de [24]).

O uso de religadores automáticos ou outros dispositivos de proteção que possam reportar a atuação também permite a redução da área de busca pelo local da falta, pois é possível assumir que os religadores atuam para faltas localizadas a jusante do ponto em que ele está instalado no sistema de distribuição e, portanto, todo o resto do sistema pode ser eliminado do processo de busca.

Alguns dispositivos utilizados para monitorar tensão e interrupções em sistemas de distribuição podem auxiliar na localização de defeitos de maneira automática. Exemplos destes dispositivos são:

- Dispositivos Sentry ([25]);
- Sensus Voltage Monitors ([26]);
- Medidores inteligentes (ver Apêndice A).

2.3.3 Exemplos de Sucesso de Integração de Dados Auxiliares na Localização de Defeitos em Redes Reais de Distribuição

Em [27], os autores propõem o uso de um esquema de monitoramento de qualidade de energia e relés da subestação para localizar o defeito. Por causa do uso de relés, os dados da rede não são necessários e a transmissão dos dados é simples. Contudo, relés não consideram a diferença entra a bitola dos cabos e o resultado é apenas a distância estimada da falta. O refinamento dos resultados é realizado utilizando-se um conjunto de dados de um ano e dados provenientes do monitoramento da qualidade de energia por meio de medidas de tensão e corrente na subestação. Os autores sugerem estimar o arco voltaico utilizando as formas de onda armazenadas durante o monitoramento do sistema para melhorar a localização do defeito e a estimação do tipo de falta.

Uma técnica de localização de defeitos por queda de tensão foi apresentada em [28] e sete alimentadores de distribuição foram monitorados utilizando esta técnica e um software de automação especializado (Figura 2.9). O emprego de quatro dispositivos de monitoramento foi suficiente para localizar os defeitos de maneira eficaz na maioria dos alimentadores aéreos do sistema de distribuição da Hydro-Québec.



Figura 2.9 – Esquema de localização de defeito baseado em queda de tensão ([28]).

O sistema de monitoramento consiste em dez unidades remotas de medição controladas por um gerenciador de dispositivos de medição. Cada unidade remota de medição possui um medidor de qualidade de energia, um modem, um processador de ligações voz/fax/modem e uma fonte de backup de energia. Quando uma queda de tensão é detectada, um alarme é acionado e a unidade remota de medição comunica-se com o gerenciador via modem. Dados de medição são integrados a informações auxiliares como: 1) arquitetura da rede, 2) dados de interrupções, e 3) condições climáticas. Finalmente, uma Interface Gráfica do Usuário (em inglês: GUI, *Graphical User Interface*) provê a interação entre o operador e o sistema localizador de defeito.

A concessionária Progress Carolina implantou um sistema de localização de defeitos baseado em regime permanente e no monitoramento de eventos de falta em todos os alimentadores através de Unidades Terminais Remotas (UTRs) com uma taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo ([29]). Quando a ocorrência de uma falta é detectada, a distância é estimada ignorando os diferentes tipos e bitolas dos condutores. Então, os resultados são integrados a informações fornecidas por um software operado manualmente que indica alguns possíveis locais sob falta utilizando o valor real de bitola de cada cabo existente no GIS e no sistema de gerenciamento automático de interrupções (em inglês: OMS, *Outage Management Systems*).

Detroit Edison também iniciou um projeto piloto utilizando monitores de qualidade de energia para localizar faltas em linhas de sistemas de 24 kV e 41,57 kV ([30]). Quando a falta ocorre, medidas de qualidade de energia são iniciadas. Quedas e elevações de tensão irão acionar amostragens nas formas de onda de tensão e corrente e valores RMS serão gravados. As medidas capturadas pelos medidores durante a falta serão automaticamente transmitidas e integradas a uma base de dados para que a reatância seja calculada. Os valores de reatância calculados no instante da falta serão combinados com modelos detalhados do circuito e dados do GIS para obter o local do defeito.

2.4 PROPOSTA DA TESE

Nos próximos capítulos, três métodos de localização de defeitos serão investigados:

Método baseado na *correspondência de valores de tensão* – foi proposto em [3] e utiliza os parâmetros elétricos da rede e duas ou mais medidas de tensão ao longo do alimentador. O local do defeito é estimado a partir da comparação dos módulos de tensão medidos e calculados nos nós em que medidores esparsos de tensão estão instalados. Dentre as contribuições incrementais deste trabalho de doutorado ao método

proposto em [3], destacam-se: (a) proposta de um método de refinamento dos resultados; (b) teste da metodologia em alimentadores de grande porte; (c) proposta de um método simples para a alocação dos medidores de tensão em alimentadores de grande porte; (d) estudo do impacto de erros de medição no desempenho do método.

- Método baseado na *correspondência da corrente de falta* utiliza os parâmetros elétricos da rede e uma quantidade maior de medidas de tensão que o primeiro método. Este método é uma das contribuições deste trabalho e consiste em obter o local da falta relacionando-se as quedas de tensão medidas por cada medidor à corrente de falta em diferentes nós do sistema por elementos da matriz impedância, aplicando-se a teoria de cálculo de curto-circuito ([4]).
- Método baseado no mapeamento das zonas de tensão reduzida não necessita do conhecimento completo dos parâmetros da rede elétrica, no entanto, é desejável utilizar uma maior quantidade de medidores que nos outros dois métodos. Este método é extremamente simples e útil para a solução do problema de múltipla estimação em sistemas de distribuição, utiliza um método baseado em impedância e o valor do módulo de tensão medido em diversos medidores para realizar o mapeamento das regiões de tensão reduzida.

Nos três próximos capítulos, o procedimento de cada método é descrito, bem como diversos testes são apresentados com o objetivo de permitir a análise do desempenho de cada método na localização de defeitos.

3 MÉTODO BASEADO NA CORRESPONDÊNCIA DE VALORES DE TENSÃO

O método baseado na correspondência de valores de tensão foi originalmente proposto em [3], [31], [32] e nesta tese algumas contribuições serão propostas. Este método consiste em localizar o defeito a partir da correspondência dos módulos de tensão medidos e calculados nos nós em que medidores de tensão estão instalados, para uma determinada condição de falta. O algoritmo completo da metodologia original será referenciado como "Etapa I". Ressalta-se que, nesta tese, as contribuições relacionadas a este método foram incrementais e consistem em:

- Propor um método de refinamento dos resultados (etapa complementar ao método [3], referenciada a seguir por "Etapa II");
- Testar a metodologia em alimentadores de grande porte;
- Propor um método simples para a alocação dos medidores de tensão em alimentadores de grande porte;
- Estudar o impacto de erros de medição no desempenho do método.

Portanto, o algoritmo de localização de defeitos implementado neste trabalho de pesquisa, baseado na correspondência de valores de tensão é dividido em duas etapas principais como segue:

 Etapa I: as barras do sistema são classificadas de acordo com a possibilidade de estarem localizadas próximas à falta. Tal classificação é realizada conforme o algoritmo proposto em
 [3], que explora medições esparsas de tensão;

Etapa II: refinamento de localização de defeitos através de informações auxiliares.

A Etapa I deste método pode indicar mais de uma região como o local da falta. Por conseguinte, neste trabalho, optou-se por adicionar a Etapa II ao algoritmo original de forma que fosse possível refinar os resultados para apontar com maior precisão o local do defeito. Adicionalmente, estudos de sensibilidade serão apresentados e novas metodologias de alocação de medidores de tensão ao longo de redes de grande porte serão propostas. A motivação da sugestão destas metodologias de alocação de medidores surgiu da dificuldade em aplicar técnicas meta-heurísticas como o algoritmo genético, tipicamente utilizado na solução do problema de alocação dos medidores, em redes de grande porte. Em uma distribuidora brasileira de grande porte, por exemplo, cerca de 50% dos alimentadores possuem mais de 500 barras. Nestes casos, o espaço de busca é extremamente elevado, para ilustrar, o total de combinações possíveis para a alocação de 4 medidores em um grupo de 1000 barras é igual a $4,14.10^{10}$.

3.1 ETAPA I: CLASSIFICAÇÃO DAS BARRAS

A descrição da Etapa I do algoritmo de localização de defeitos não será aprofundada pois já foi discutida em detalhes em [3]. Basicamente, a Etapa I pode ser dividida em três partes:

- Parte 1: estimação do carregamento pré-falta;
- Parte 2: cálculo dos valores de desvio do módulo da tensão nos nós com medidores de tensão instalados;
- Parte 3: classificação das barras de acordo com a distância estimada até o defeito.

Resumidamente, a localização de defeitos baseada em medições esparsas de tensão consiste na comparação entre valores de afundamento de tensão medidos e calculados para a aplicação de um valor estimado de corrente de falta em diversas barras do sistema. A barra que resultar na menor diferença entre os afundamentos de tensão medidos e calculados em pontos esparsos é indicada como o local provável de ocorrência de falta.

O valor do afundamento de tensão é dependente da corrente e do local da falta. Portanto, para estimar o local da falta a partir dos afundamentos de tensão, deve-se estimar a corrente de curto-circuito para que os valores de módulo de tensão calculados sejam próximos da realidade e permitam obter o local de ocorrência da falta com maior precisão. Neste algoritmo assume-se que a corrente de curto-circuito é dada pela diferença entre a corrente injetada na subestação durante o curto-circuito e a corrente total consumida por todas as cargas (que é obtida utilizando-se soluções de fluxo de potência). Portanto, quanto mais próximo o valor calculado da corrente consumida pelas cargas estiver do seu valor real, mais preciso será o valor da corrente de curto-circuito e, consequentemente, a indicação do local de ocorrência do defeito. Com tal finalidade, utiliza-se a etapa de estimação do carregamento pré-falta.

No desenvolvimento da Etapa I, as grandezas elétricas necessárias para a implantação do processo de localização de defeito são:

- Os fasores de tensão e corrente medidos na subestação antes e durante a falta;
- Os módulos das tensões durante a falta medidos em um conjunto reduzido de nós do alimentador.

Utilizando-se o conjunto de dados relacionados acima e os parâmetros da rede, as partes principais do algoritmo de localização de defeito são descritas a seguir. Todos os cálculos de fluxo de potência foram realizados utilizando-se o método trifásico de Varredura Inversa/Direta ([33]), implementado pela autora em linguagem de programação C++.

3.1.1 Estimação do Carregamento Pré-falta

Os valores de tensão e corrente pré-falta medidos na subestação são utilizados para estimar o carregamento do sistema. Esta etapa é importante para que o programa de fluxo de potência convirja para valores mais próximos da realidade, já que as cargas podem ser modeladas de diferentes maneiras (mais ou menos próximas da realidade). Uma forma de estimar o carregamento de cada transformador é atualizar os valores da potência consumida pelas cargas, conforme (3.1), até que o valor da potência calculada na subestação a partir do resultado do programa de fluxo de potência seja igual ao valor medido.

$$S_{i} = \left(S_{SE}^{est} \cdot \frac{\left|\beta_{i}S_{i}^{nom}\right|}{\sum_{k=1}^{nc}\beta_{k}S_{k}^{nom}}\right)$$
(3.1)

em que,

- S_i potência complexa estimada do transformador¹;
- S_{SE}^{est} potência complexa estimada na subestação;
- β_i carregamento médio do transformador *i* ($0 \le \beta_i \le 1, 0$);

¹ O valor de potência estimada no transformador será a potência especificada da carga na barra *i* durante o cálculo de fluxo de potência do algoritmo de estimação do carregamento.

nc número total de transformadores conectados a cargas;

 S_{i}^{nom} potência nominal do transformador *i*;

O valor do parâmetro β_i está relacionado à curva de carga. Este valor é utilizado porque embora os valores nominais das cargas possam ser conhecidos, o carregamento do sistema é horo-sazonal, ou seja, varia de acordo com a hora do dia. Mais detalhadamente, o algoritmo de estimativa do carregamento dos transformadores segue as seguintes etapas:

- I. Calcular a potência medida na subestação ($S_{SE}^{med} = \hat{V}_{SE}^{med} \cdot \hat{I}_{SE}^{*med}$) utilizando os valores de fasores de tensão e corrente medidos na subestação;
- II. Obter o valor da potência inicial de cada transformador a partir da equação (3.1);
- III. Executar o algoritmo de cálculo de fluxo de potência;
- IV. Comparar os valores calculados e medidos de tensão e corrente na subestação. Caso os valores sejam iguais (ou seja, o desvio seja menor que a tolerância escolhida), o processo de estimar a potência dos transformadores é finalizado. Caso sejam diferentes, deve-se atualizar o valor da potência estimada na subestação da seguinte maneira:

$$S_{SE}^{k+1} = S_{SE}^{k} + \left(S_{SE}^{med} - S_{SE}^{calc}\right)$$
(3.2)

$$S_{SE}^{est} = S_{SE}^{k+1}$$
(3.3)

sendo S_{SE}^{calc} , o valor da potência calculada na subestação a partir dos valores obtidos pelo fluxo de potência resolvido no item III. O valor S_{SE}^{k} é a potência estimada na subestação durante a iteração *k*.

V. Recalcular S_i para cada transformador utilizando a equação (3.1) com o novo valor de S_{SE}^{est} (S_{SE}^{k+1}), e retornar ao passo III.

Após a finalização do processo de estimação do carregamento dos transformadores, os valores da potência estimada para cada transformador devem ser armazenados e utilizados como a potência especificada de cada carga na etapa seguinte do algoritmo de localização de defeitos.

3.1.2 Cálculo dos Desvios de Módulo de Tensão

O procedimento de cálculo dos desvios do módulo de tensão deve ser realizado tantas vezes quanto forem os nós do alimentador porque o objetivo deste processo é obter a diferença entre os valores de tensão medidos e calculados nos nós dos medidores para todas as possíveis situações de curto-circuito, assumindo-se que o curto-circuito ocorre apenas nos nós do alimentador (não ocorre ao longo das linhas)². O procedimento de obtenção do estado da rede sob falta utilizando-se o algoritmo de cálculo de fluxo de potência é composto de um método iterativo em que vários cálculos de fluxo de potência são realizados até que o valor calculado da corrente injetada no alimentador pelo nó da subestação seja igual ao medido (dada uma determinada tolerância). Ao longo deste processo, a corrente de falta é considerada a diferença entre a corrente medida na subestação e a soma da corrente consumida por todas as cargas do circuito. A comparação dos afundamentos de tensão medidos e calculados permite a classificação dos nós de acordo com a sua proximidade da falta. Os nós classificados como os mais próximos ao local da falta são aqueles que resultam na menor diferença entre os afundamentos de tensões medidos e calculados nos pontos de medição esparsa. Tal classificação é baseada em um índice que será apresentado na próxima subseção. Em maiores detalhes, a etapa de cálculo dos desvios de módulo de tensão é dividida conforme descrito logo abaixo.

- Ler tensão e corrente no nó inicial do alimentador, as tensões medidas nos nós ao longo do alimentador e a informação do tipo de falta ocorrido. As leituras de tensão e corrente correspondem à condição durante a falta.
- II. Ler os dados do alimentador;
- III. Definir o modelo de carga a ser utilizado (mesmo modelo definido na etapa de estimação do carregamento);
- IV. Atribuir a tensão medida no nó inicial (subestação) a todos os nós do alimentador. Inicializar as correntes de carga com os valores obtidos durante a estimação do carregamento pré-falta. Fazer $it_j = 0$, sendo it_j um indicador se o processo baseado no cálculo de fluxo de carga (passo VII) já foi executado para a barra *j*;

² Esta simplificação é razoável dado o comprimento típico das linhas de distribuição e a precisão necessária para a localização do defeito.

- V. Calcular a corrente de curto-circuito para o nó sob análise (diferença entre a corrente medida na subestação durante a falta e a soma das correntes de todas as cargas). Se *it_j* = 1, então, as correntes de carga são obtidas a partir do resultado do último fluxo de potência calculado.
- VI. Injetar a corrente de curto-circuito no nó sob análise (nó *j*);
- VII. Executar o algoritmo de fluxo de potência considerando a corrente injetada no nó *j*, conforme o item VI. Fazer $it_j = 1$. Calcular da injeção de corrente no nó inicial do alimentador a partir do resultado do fluxo de potência;
- VIII. Comparar a corrente injetada no nó inicial do alimentador, calculada no item anterior, com a corrente medida durante a falta;
 - IX. Retornar ao passo V, caso as correntes do item VIII (calculada e medida) sejam diferentes entre si; caso contrário, calcular e armazenar os desvios entre as tensões medidas e calculadas nos nós em que existe medição de tensão no sistema ($\delta_i = V_{med}^i - V_{calc}^{i,j}$, i = medidores e j = nó sob falta);
 - X. Retornar ao passo IV até que todos os nós de interesse sejam analisados.

3.1.3 Classificação das Barras

Utilizando-se os valores de desvios entre as tensões medidas e calculadas encontrados conforme descrito na subseção anterior, é possível empregar um índice de classificação dos nós j do circuito (lf_j) indicando a possibilidade de cada um estar associado ao local do defeito. Este índice é dado por:

$$lf_i^f = \max(\delta_i^f) - \min(\delta_i^f); \tag{3.4}$$

$$lf_j = \max(lf_i^f); \tag{3.5}$$

em que,

$$\begin{split} &\delta_i = V_{med}^i - V_{calc}^{i,j} \\ &V_{med}^i \qquad \text{modulo da tensão durante a falta medida no nó } i; \end{split}$$

 $V_{calc}^{i,j}$ módulo da tensão durante a falta calculada para o nó *i*, dada a ocorrência de uma falta no nó *j*;

j = 1, ..., NB;

NB = número total de barras;

i = 1,..., *NM*;

NM = número total de medidores;

O sobrescrito *f* refere-se às fases envolvidas no curto-circuito: A, B e/ou C. O índice lf_j^f deve ser calculado para cada fase separadamente, enquanto lf_j é dado pelo máximo valor entre lf_j^A , lf_j^B e lf_j^C . De acordo com o algoritmo, as barras com os menores valores de índice estão associadas à maior possibilidade de estarem localizadas próximas ao defeito.

A metodologia completa da Etapa I foi testada e validada utilizando-se o sistema teste explorado pelo autor do trabalho [3], em que diversos resultados e detalhes sobre este sistema podem ser encontrados. Testou-se também a utilização de medidas de corrente ao invés de apenas medidas de tensão. Contudo, os resultados obtidos não foram satisfatórios, pois o desvio da corrente em barras que não estão localizadas no caminho entre a subestação e a falta para diferentes locais de ocorrência de curto-circuito é pequeno, dificultando o processo de localização do defeito.

A seguir, cada um dos itens identificados como contribuição deste trabalho ao método baseado na correspondência de valores de tensão será discutido.

3.2 ETAPA II: REFINAMENTO DOS RESULTADOS DA ETAPA I

Embora a Etapa I do método tenha potencial para determinar satisfatoriamente a região em que o defeito ocorreu, ela está sujeita a problemas de múltipla estimação, em especial nos casos em que há poucos medidores alocados na rede, ou seja, mais de uma barra pode apresentar o mesmo valor mínimo do índice *lf*. Em alguns dos testes realizados em uma rede de 970 barras, por exemplo, até 20 barras podem ser indicadas. A Figura 3.1, extraída de [3] mostra que o método identifica regiões candidatas ao local do defeito. Neste caso apresentado, cada região é definida por barras com mesmos valores de *lf*. Com base nos estudos realizados ao longo deste trabalho, sugere-se escolher *L* barras para serem utilizadas na etapa de refinamento, sendo *L* o valor máximo entre $N \in M$, respectivamente, as N primeiras barras com os menores valores do índice *lf* e a quantidade de barras que apresentaram até 110% do valor mínimo de *lf*. O valor de 110% é recomendado porque muitas vezes, o valor mínimo de *lf* é muito pequeno e por razões numéricas a barra sob falta pode apresentar um valor próximo do mínimo, porém não ser exatamente igual ao mínimo.



Figura 3.1 – Regiões identificadas como possíveis locais do defeito (extraído de [3]).

O índice de classificação das barras proposto na Etapa I emprega grandezas elétricas do sistema obtidas antes e durante a ocorrência da falta para eleger os possíveis locais sob falta. Na Etapa II, um índice de refinamento (*ir*) dos resultados da Etapa I, baseado em informações adicionais, será utilizado para determinar qual das regiões suspeitas, indicadas na Etapa I do algoritmo, apresentando maior possibilidade de ser a região que contém o defeito. Os dados a serem empregados pela metodologia são:

- Triagem de dados de reclamações de clientes (chamadas telefônicas);
- Dados de curva de atuação de relés e religadores;
- Os próprios valores de módulo de tensão e/ou de corrente nos medidores esparsos;
- Dados de incidência atmosférica;
- Os índices de classificação das barras obtidos na Etapa I.

A utilização deste conjunto de informações pode permitir selecionar entre as regiões/zonas suspeitas, aquela que mais provavelmente contém o local da falta. O exemplo da Figura 3.2 será utilizado para ilustrar o problema. Esta figura indica que para um curto-circuito ocorrido na Zona 1, as Zonas 1 e 2 contêm as barras com menores índices. Portanto, as Zonas 1 e 2 são indicadas como prováveis zonas sob falta, que serão referenciadas ao longo desta seção como *zonas candidatas* (conforme indicado na figura). Neste caso, se o fusível F3 atuar, o fornecimento de energia elétrica aos consumidores C6 e C7 será interrompido. Assim, estes consumidores podem registrar reclamação sobre o ocorrido, o que permitiria a seleção da Zona 1 como zona sob falta.



Figura 3.2 – Mapeamento da região interrompida.

Estudos realizados ao longo deste trabalho em um banco de dados de interrupções ocorridas em um período de 3 anos em uma distribuidora de energia canadense mostraram que para cerca de 95% das faltas existe ao menos um registro de chamada de consumidores. Portanto, na grande maioria das faltas existe registro de chamadas de consumidores e esta informação pode ser empregada na filtragem dos resultados obtidos na primeira etapa do método de localização de defeitos. A interrupção no fornecimento de energia ocorre apenas para os consumidores localizados a jusante do local da falta ou a jusante do dispositivo de proteção que atua para isolar a região defeituosa.

Adicionalmente, no exemplo da Figura 3.2, informações climáticas referentes à ocorrência de descargas atmosféricas em uma das regiões identificadas por Zona 1 e Zona 2 e o monitoramento automático da atuação do religador R1 podem representar fatores importantes para esta etapa de filtragem dos resultados, sobretudo em longas redes rurais. Os valores de módulo de tensão e corrente obtidos com o uso dos medidores esparsos ao longo do sistema de distribuição também podem ser úteis. Entende-se que, em um alimentador sem geradores distribuídos, as barras com os menores valores de módulo de tensão estão localizadas a jusante do local da falta ([22]) e as barras que estão localizadas no caminho entre a subestação e o local da falta apresentam os maiores valores de módulo de corrente. Para a utilização destes critérios, deve-se considerar que quanto menor a corrente de curto-circuito, menor será a diferença entre o módulo de tensão e de corrente da zona afetada em relação às outras zonas.

3.2.1 Definição das Zonas Candidatas

Com o intuito de identificar as possíveis zonas sob falta, um algoritmo de agrupamento pode ser utilizado. O algoritmo empregado neste trabalho é denominado *k-means* e pode ser aplicado na identificação das barras que estão próximas umas das outras criando as zonas candidatas ou zonas suspeitas.

As entradas do algoritmo k-means são:

- *k*: quantidade de centroides;
- M: matriz com as coordenadas *x* e *y* das *NB* barras eleitas para a etapa de refinamento (dimensão *NB* x 2).

O algoritmo segue os passos descritos abaixo ([34]):

- I. Ler os dados de entrada;
- II. Fazer it = 1 (primeira iteração);
- III. Selectionar arbitrariamente os k centroides iniciais, C_1^{it} , C_2^{it} ,..., C_k^{it} ;
- IV. Para cada centroide, percorrer todas as barras e obter a distância entre a barra e o centroide. Como resultado tem-se uma matriz NB x k sendo cada elemento o valor da distância entre a barra e o centroide k;
- V. Associar cada barra ao centroide mais próximo, ou seja, o centroide que resultar na menor distância na matriz obtida no passo IV. Portanto, k grupos são formados;

VI. Para cada grupo, calcular as coordenadas x e y de novos centroides utilizando as seguintes equações:

$$\left(C_{i}^{(it+1)}\right)_{eixo\ x} = \mathbf{C}_{i1}^{(it+1)} = \frac{1}{NE_{i}} \cdot \sum_{j=1}^{NE_{i}} x_{j}$$
(3.6)

$$\left(C_{i}^{(it+1)}\right)_{eixo\ y} = \mathbf{C}_{i2}^{(it+1)} = \frac{1}{NE_{i}} \cdot \sum_{j=1}^{NE_{i}} y_{j}$$
(3.7)

sendo,

i = 1 até k;

 NE_i , o número de elementos de cada grupo i;

- *x*, o valor da coordenada do eixo *x* do elemento *j*;
- y, o valor da coordenada do eixo y do elemento j.
- VII. Para cada grupo *i*, verificar se $\mathbf{C}_{i}^{(it+1)} = \mathbf{C}_{i}^{(it)}$;
- VIII. Finalizar o processo, caso a condição do passo VII seja atendida para todos os grupos. Caso contrário, fazer it = it + 1 e ir para o passo IV.

Uma limitação do algoritmo *k-means* é a necessidade de estipular antecipadamente a quantidade de classes (zonas) a serem formadas. No entanto, um algoritmo foi desenvolvido em Matlab para gerar automaticamente a quantidade de zonas tal que uma determinada distância entre elas possa ser respeitada. O algoritmo segue os passos descritos abaixo

- I. Ler as barras eleitas na Etapa I para a aplicação do refinamento e suas respectivas coordenadas geográficas (x, y) e armazena-las em um vetor z e uma matriz G, respectivamente;
- II. Criar as variáveis kn, deltaD, minDist, dist, aux, a, b e o vetor v;
- III. Inicializar a variável kn com o número de elementos do vetor z;
- IN. Inicializar a variável *deltaD* com o valor desejável da distância mínima entre os centroides (por exemplo, 300 m);
- V. Atribuir ao vetor *v* os elementos 1 até *kn*, com incremento de 1;
- VI. Inicializar a variável minDist com um valor menor que deltaD;

- VII. Verificar se *minDist* é menor ou igual a *deltaD* e se o comprimento do vetor v é estritamente maior que 1. Caso estas condições sejam satisfeitas, seguir para o passo VIII, caso contrário, finalizar o processo;
- VIII. Aplicar o algoritmo k-means, obtendo as coordenadas dos kn centroides;
 - IX. Obter todas as combinações possíveis dos elementos de *v* agrupados de 2 em 2;
 - X. Para cada uma das combinações encontradas no passo IX, calcular a distância entre os pontos e armazenar a distância mínima obtida em *minDist*;
 - XI. Fazer kn = kn 1 e ir para o passo V.

3.2.2 Identificação da Zona sob Falta

A identificação da zona sob falta é dividida em duas partes. A primeira baseia-se exclusivamente na informação de atuação de dispositivos de proteção, enquanto a segunda parte baseiase na composição de um índice de refinamento para indicar a zona que mais provavelmente está associada à região com o defeito. A descrição do procedimento a ser adotado em cada parte é dada a seguir.

3.2.2.1 Consideração da atuação de dispositivos de proteção

O procedimento para considerar registros de atuação de dispositivos de proteção é apresentado abaixo.

- I. Existe registro de atuação³ de alguma chave localizada no alimentador sob estudo?
- II. Em caso afirmativo, descartar todas as zonas que não estão localizadas a jusante do dispositivo de proteção que atuou e ir para o passo III. Caso contrário, prosseguir para a composição do índice de refinamento (ver subseção 3.2.2.2).
- III. Caso o número de zonas remanescentes seja maior que 1, prosseguir para a composição do índice de refinamento apenas para as zonas remanescentes. Caso contrário, a única zona remanescente é a zona escolhida como zona sob falta.

³ "Registro de atuação" pode ser entendido como uma informação recebida automaticamente sobre a atuação de um dispositivo religador ou outro dispositivo de proteção.

Este procedimento deve considerar apenas os dispositivos de proteção com capacidade de informar a sua atuação. Os dispositivos sem esta capacidade devem ser desprezados. Adicionalmente, de acordo com a coordenação da proteção, é possível descartar as zonas localizadas a jusante dos dispositivos de proteção que não atuaram.

Uma proposta interessante, que poderia ser utilizada como uma alternativa a este procedimento proposto, foi apresentada em [35]. Nesta proposta, uma falta permanente é isolada pela atuação de um disjuntor, o algoritmo verifica quais dos locais candidatos são protegidos por fusíveis e classifica-os como menos prováveis. Já quando a falta é permanente, isolada pela operação de um fusível, o algoritmo verifica quais locais candidatos não são protegidos por fusíveis e classifica-os como menos prováveis. Entre os locais protegidos por fusíveis, o algoritmo classifica como mais prováveis os locais em que a ocorrência do defeito causaria uma rejeição de carga equivalente à medida na subestação.

3.2.2.2 Índice de refinamento

Para cada zona candidata, cinco informações serão utilizadas na composição do índice de refinamento:

- 1. Registro de chamadas (*RC*);
- 2. Incidência de descargas atmosféricas (DA);
- 3. Módulo de tensão $(MT)^4$;
- 4. Módulo de corrente (*MC*);
- 5. Índice de classificação das barras (valores obtidos na Etapa I) (*LF*);

Portanto, para cada zona i, o índice ir será dado por:

$$ir_i = \alpha \cdot RC_i + \beta \cdot DA_i + \gamma \cdot MT_i + \delta \cdot MC_i + \varepsilon \cdot LF_i$$

Deve-se assumir que $(\alpha + \beta + \gamma + \delta + \varepsilon) = 1$ e a zona *i* associada ao maior valor de *ir* deve ser escolhida como a região sob falta. Inicialmente recomenda-se fazer $\alpha = \beta = \gamma = \delta = \varepsilon = 0,20$ até que os registros históricos permitam ajustar valores maiores para os índices mais confiáveis.

⁴ Devido ao fato de na Etapa I ser necessário utilizar medidores de tensão em alguns pontos do circuito, a informação do módulo de tensão estará disponível para ser utilizada na Etapa II. Caso também existam medições de corrente disponíveis ao longo do alimentador, é possível empregar a informação do módulo de corrente.

A definição dos índices mais confiáveis pode deve ser realizada com base na experiência dos usuários e, principalmente, pela análise de eventos já ocorridos e registrados.

Registro de chamadas RC

O índice RC é obtido para cada zona candidata *i* conforme as seguintes regras:

- I. As zonas localizadas a montante das chamadas telefônicas são premiadas ($RC_i = +1$);
- II. As zonas localizadas a jusante das chamadas telefônicas são penalizadas ($RC_i = -1$).

Incidência de descargas atmosféricas (DA)

As zonas próximas a descargas atmosféricas são premiadas ($DA_i = +1$). Caso contrário, $DA_i = 0$. Os aspectos sobre a obtenção do valor do raio que define a proximidade da descarga atmosférica ao centro da zona são apresentados na subseção 3.2.2.3.

Módulo de tensão (MT)

O algoritmo para a obtenção de MT é dado por:

- I. Existe ao menos um medidor de tensão instalado em pelo menos uma das fases envolvidas na falta que está localizado a jusante ou no interior de duas ou mais zonas candidatas?
- II. Em caso afirmativo, ir para o passo III. Caso contrário, para todas as zonas (i = 1 até o número de zonas) fazer $MT_i = 0$ e finalizar o processo de obtenção de MT;
- III. Sendo NZ_{mt} , o número de zonas que possuem ao menos um medidor de tensão nas condições apresentadas no item I, para *j* de 1 até NZ_{mt} fazer:

$$MT_{i} = 1, 0 - \Delta V = 1, 0 - (V_{medi} - V_{min})$$
(3.8)

em que V_{medj} é o módulo da tensão medida pelo medidor associado à zona j (em pu) e V_{min} é o valor mínimo da tensão medida pelos NZ_{mt} medidores associados a cada zona j (em pu);

IV. Para todas as zonas que não possuam medidor de tensão, fazer $MT_i = \max(MT_j)$.

Módulo de corrente (MC)

A obtenção de MC é realizada como segue:

- I. Existe ao menos um medidor de corrente instalado em pelo menos uma das fases envolvidas na falta que está localizado a montante ou no interior de duas ou mais zonas candidatas?
- II. Em caso afirmativo, ir para III. Caso contrário, para todas as zonas candidatas fazer $MC_i = 0$ (*i* igual a 1 ao número total de zonas candidatas) e finalizar o processo de obtenção de MC;
- III. O máximo valor do módulo da corrente medido ao longo do alimentador é maior que o limiar de corrente que indica a ocorrência de falta?
- IV. Em caso afirmativo, premiar as zonas associadas a medidores de corrente cujo valor medido é maior que o limiar de indicação de ocorrência de falta ($MC_i = +1$). Para as zonas associadas aos medidores cuja corrente medida foi menor que o limiar de curtocircuito, fazer $MC_i = -1$;
- V. Para todas as zonas que não possuam medidor de corrente associado, fazer $MC_i = \max(MC_i)$.

Índice de classificação das barras (lf)

Após a definição das zonas candidatas utilizando as L barras selecionadas pela Etapa I, para cada zona i, deve-se:

I. Calcular:

$$LF_{i} = \frac{\sum_{k \in \Omega_{L_{i}}} lf_{k}}{L_{i}} + \min(lf_{k})$$
(3.9)

sendo *i* de 1 até o número de zonas candidatas (*NZ*), Ω_{Li} , o conjunto de barras na zona *i* e L_i , a quantidade de barras na zona *i*;

II. Normalizar os índices LF_i utilizando a seguinte equação:

$$LF_{i} = 1,0 - \frac{LF_{i}}{\max(LF_{1}, LF_{2}, ..., LF_{NZ})}.$$
(3.10)

3.2.2.3 Área de influência das descargas atmosféricas

Conforme mostrado na subseção 3.2.2.2, as descargas atmosféricas são consideradas relevantes para a seleção da zona sob falta quando a descarga ocorre nas proximidades desta zona. O valor do raio que delimita a área de incidência de uma descarga atmosférica depende do grau de precisão do sistema de monitoramento de descargas atmosféricas utilizado.

De acordo com [36], no Brasil, cerca de 40% dos desligamentos em sistemas de distribuição são provocados por descargas atmosféricas. Portanto, existe uma forte correlação entre a ocorrência de faltas e as descargas atmosféricas. Para a utilização de informação de descargas atmosféricas, é necessário inicialmente analisar a precisão da localização. A seguir, alguns exemplos de serviço de monitoramento de descargas atmosféricas serão apresentados, juntamente com a respectiva precisão:

- A rede de tecnologia Vaisala (denominada de RINDAT) é composta por 36 sensores instalados em nove estados do país: SC, PR, SP, MS, RJ, ES, MG, GO e MT. Esta rede apresenta eficiência de detecção de descargas que atingem o solo da ordem de 70 a 80% e precisão de localização inferior a 1 km ([37]);
- O núcleo de monitoramento do INPE disponibiliza o serviço de monitoramento e alerta de descargas atmosféricas com acompanhamento em tempo real da ocorrência de descargas atmosféricas nos locais monitorados sendo que a precisão de localização pode chegar a 500 m ([37], [38]).

A Figura 3.3 mostra um exemplo de formatação de dados de descargas atmosféricas disponibilizado pelo Sistema Meteorológico do Paraná (SIMEPAR) ([39]).

🖬 DADOS DEA - WordPad											
<u>A</u> rquivo <u>E</u> ditar Exibir Inserir F <u>o</u> rmatar Aj <u>u</u> da											
DE	9	60	#4	光 📾		B					
DIA	MES	ANO	HORA	MIN	SEG	MILESEG	LATITUDE	LONGITUDE	PICO		
02 02	08 08	2003 2003	04 04	07 23	34 52	92.494800 295.28800	-31.20000 -30.26800	-53.35570 -55.50570	33 52	*	
Para ob	ter Aju	da, presi	sione F1						NUM	111	

Figura 3.3 – Formatação dos dados de descargas elétricas atmosféricas (extraído de [39]).

Nos exemplos apresentados nesta tese, o valor do raio que delimita a área de incidência de uma descarga atmosférica será de 500 m.

3.3 ESQUEMAS DE ALOCAÇÃO DE MEDIDORES

Além da etapa de refinamento, outra contribuição desta tese é a proposta de um método simples para a alocação de medidores em redes de grande porte. Assim, nesta seção, são apresentadas e avaliadas as estratégias desenvolvidas para a alocação de medidores de tensão e corrente em redes de distribuição a fim de melhorar o desempenho do algoritmo de localização de faltas. Em [3], o algoritmo genético foi utilizado para realizar a alocação de quatro medidores em uma rede de 134 barras. Entretanto, sem a realização de alguma simplificação, a aplicação desta metodologia a uma rede com grande quantidade de nós levaria a um tempo de processamento extremamente elevado. Por exemplo, o espaço de busca para a alocação de 4 medidores em um sistema de 1000 barras possui 4,14.10⁺¹⁰ combinações. Portanto, frente à dificuldade apresentada, algoritmos alternativos para a alocação de medidores de tensão foram propostos e testados.

Para a alocação de medidores foram propostas duas alternativas. A primeira alternativa, descrita na subseção 3.3.2, consiste em alocar os medidores no final dos troncos principais do alimentador. A identificação dos troncos principais pode ser realizada (a) com base no número de consumidores ou (b) com base na carga conectada a cada barra (mais detalhes sobre como os troncos principais são identificados estão apresentados na subseção 3.3.1). O segundo algoritmo consiste em identificar um único tronco principal e alocar os medidores de tensão igualmente espaçados ao longo deste tronco (ver subseção 3.3.3). Os resultados do método utilizando cada proposta de algoritmo de alocação de medidores são apresentados na subseção 3.3.4.

Como as estratégias de alocação de medidores de tensão e corrente dependem da identificação dos troncos principais do alimentador, a seguir apresentam-se os algoritmos propostos para identificá-los seguidos das metodologias de alocação de medidores e testes em uma rede real.

3.3.1 Identificação dos Troncos Principais

O algoritmo para identificação dos troncos principais é descrito abaixo. Em seguida, este algoritmo é aplicado a uma rede radial de pequeno porte, facilitando a sua compreensão e, consequentemente, sua implantação. Os passos do algoritmo são:

- I. Identificar as barras do alimentador que representam bifurcações. Uma bifurcação existe quando uma barra é incidente a dois ou mais ramos;
- II. Identificar os caminhos que partem das bifurcações. Um caminho se inicia no ponto de bifurcação e segue em direção às barras conectadas a jusante deste ponto;
- III. Calcular a carga acumulada ou o número de consumidores acumulados associados a cada caminho, de acordo com o critério adotado;
- IV. Partindo da subestação, seguir em direção à primeira bifurcação;
- V. A partir da bifurcação, seguir até a próxima bifurcação pelo caminho de maior carga acumulada ou com maior número acumulado de consumidores;
- VI. Repetir o passo anterior até encontrar uma barra terminal do alimentador. O caminho partindo da subestação até a barra terminal é um tronco principal;
- VII. Voltar à bifurcação que possui o caminho ainda não percorrido com maior carga acumulada ou com maior número de consumidores acumulados;
- VIII. Partir da bifurcação, seguindo pelo caminho ainda não percorrido com maior carga acumulada ou com o maior número acumulado de consumidores até a próxima bifurcação;
 - IX. Repetir o passo anterior até encontrar uma barra terminal do alimentador. O caminho partindo da subestação até a nova barra terminal é um tronco principal;
 - X. Nos casos em que seja necessário alocar os medidores em mais de um tronco principal (como na Proposta 1 apresentada na subseção 3.3.2), voltar ao passo VII até que o número de barras terminais encontradas seja maior que o número de medidores de tensão/corrente.

Para exemplificar a aplicação deste algoritmo, considere a rede da Figura 3.4. O critério de carga acumulada será adotado. Nesta rede cada uma das barras possui uma carga igual a 5 unidades de carga. As cargas acumuladas são mostradas na própria figura. A seguir são descritos detalhadamente os passos necessários para encontrar os dois primeiros troncos.

I. As bifurcações do alimentador são B1, B2, B3 e B4.

- II. Partindo das bifurcações identificam-se os caminhos C1 (15) e C2 (100) na bifurcação B1; C3 (5), C4 (50), e C5 (40) na bifurcação B2; C6 (30) e C7 (10) na bifurcação B3 e os caminhos C8 (5) e C9 (10) na bifurcação B4. Os valores entre parêntesis são as cargas acumuladas em cada caminho;
- III. Partindo da subestação encontra-se a bifurcação B1. Nela é possível seguir os caminhos C1 e C2 cujas cargas acumuladas são 15 e 100, respectivamente. Neste caso, o caminho C2 é seguido por possuir o maior carregamento;
- IV. Seguindo por C2 encontra-se a bifurcação B2. Nela é possível seguir os caminhos C3, C4 ou C5 cujas cargas acumuladas são 5, 50 e 40, respectivamente. Neste caso o caminho C4 é seguido por apresentar maior carregamento;
- V. Seguindo por C4 encontra-se a bifurcação B3. Nela é possível seguir os caminhos C6 e C7 cujas cargas acumuladas são 30 e 10, respectivamente. Neste caso o caminho C6 é seguido por apresentar maior carregamento;
- VI. Seguindo por C6, uma barra terminal é encontrada e um tronco principal é determinado. Este tronco parte da subestação e segue por: B1, C2, B2, C4, B3, C6;
- VII. A bifurcação B2 contém o caminho de maior carregamento acumulado ainda não percorrido. Portanto, volta-se a B2. A partir de B2 segue-se por C5 que possui a maior carga acumulada, igual a 40;
- VIII. Seguindo por C5 encontra-se a bifurcação B4, cujos caminhos possíveis são C8 e C9.Como a carga de C9 é maior que a carga de C8, o caminho C9 é selecionado;
 - IX. Seguindo por C9 uma barra terminal é encontrada e um novo tronco principal é determinado. Este tronco parte da subestação e segue por: B1, C2, B2, C5, B4, C9.



Figura 3.4 – Rede radial usada para ilustração da identificação dos troncos principais.

De acordo com a rede utilizada, os troncos principais encontrados podem ser diferentes caso o critério usado for o número de consumidores ao invés da carga. Recomenda-se o uso do critério que leva ao maior espalhamento dos medidores pela rede.

3.3.2 Proposta 1: Alocação de Medidores de Tensão em Barras Terminais

Nesta proposta, os medidores de tensão são alocados nas barras terminais dos troncos principais. Portanto, devem ser identificados tantos troncos principais quantos forem os medidores de tensão a serem alocados. Esta proposta apresenta duas variações já que os troncos principais podem ser determinados considerando os critérios de carga acumulada ou número de consumidores acumulados. Assim, por exemplo, na rede da Figura 3.5, as cargas acumuladas nas barras

terminais dos ramos candidatos são indicadas entre parêntesis e se há três medidores de tensão, eles são alocados conforme indicado na Figura 3.5.



Figura 3.5 - Resultado da Proposta 1 para alocação de medidores de tensão e corrente.

3.3.3 Proposta 2: Alocação de Medidores no Tronco Principal

Nesta estratégia de alocação de medidores, apenas um tronco principal é identificado e os medidores são distribuídos de modo equidistante no tronco. A medida de distância adotada é a distância elétrica. Considerando que há *nm* medidores, calculam-se a soma das impedâncias de sequência positiva dos cabos do alimentador principal, *Z*, e a distância elétrica entre os medidores, que é dada por: $\Delta z = Z/(nm+1)$.

3.3.4 Resultados da Avaliação dos Esquemas de Alocação de Medidores

Na primeira parte dos testes apresentados nesta seção os dois esquemas de identificação dos troncos principais serão avaliados. Com tal finalidade, serão considerados quatro medidores de tensão alocados no tronco principal de acordo com a Proposta 1. O tronco principal será identificado com base na demanda e depois com base no número de consumidores e os resultados obtidos nos dois casos serão comparados. Na segunda parte dos testes apresentados, todos os medidores serão alocados segundo a Proposta 2 e as duas propostas serão avaliadas. Os troncos principais serão determinados apenas com base no número de consumidores. Os resultados serão apresentados para curtos-circuitos monofásicos (fase A-terra) e trifásicos, e valores de resistência de falta de 0,5; 5,0 e 10,0 Ω . Ressalta-se que estudos de sensibilidade da Etapa I do Método 1 associados à variação no valor de resistência de falta foram apresentados na referência [3] e, por conseguinte, não serão explorados nesta tese. Todos os resultados apresentados nesta tese referem-se a curtos-circuitos monofásicos ou trifásicos por estarem relacionados aos tipos de curto-circuito mais comuns e, em geral, mais severos, respectivamente.

O sistema utilizado foi baseado em um alimentador de distribuição real georreferenciado disponível como exemplo do software OpenDSS (em inglês: *Distribution System Simulator*) ([40]). Assumindo-se algumas simplificações, o sistema possui 970 barras e 75 km de linha. Mais detalhes sobre os dados do sistema e os locais em que foram aplicados os curtos-circuitos serão apresentados no Apêndice B e em [41].

Os valores relacionados às medições foram obtidos a partir de simulações utilizando o software ATP (em inglês: *Alternative Transient Program*) ([42]). Nesta seção, as tabelas com resultados do método baseado na correspondência dos valores de tensão consideram que para cada falta simulada foram selecionadas as p barras com menor índice de classificação lf, ou seja, foram selecionadas as p barras com maior chance de estarem próximas do local da falta⁵. Foram usadas listas com p = 1, 5, 10 e 15 barras. Verificou-se, então, para cada caso, se na lista de p barras há pelo menos uma barra a menos de m metros do ponto da falta. Esta distância é dada pela distância linear entre dois pontos dada por:

⁵ Em caso de múltipla estimação, em que mais de uma barra apresenta o mesmo índice de classificação, a barra mais próxima do defeito é escolhida para a verificação do desempenho do método.
$$dist = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2}$$
(3.11)

sendo,

 $x_1 e x_2$ as coordenadas longitudinais dos pontos 1 e 2, respectivamente.

 $y_1 e y_2$ as coordenadas latitudinais dos pontos 1 e 2, respectivamente.

As tabelas mostram o número de faltas simuladas em que há pelo menos uma barra da lista localizada até *m* metros do ponto da falta. Os resultados em que todas as barras utilizadas nos testes foram localizadas estão destacados em azul para facilitar a avaliação do desempenho do método pelo leitor.

<u>Comparação dos critérios de identificação dos troncos principais</u>

Neste item, os critérios de identificação dos troncos principais são avaliados. Com tal finalidade, quatro medidores de tensão serão alocados conforme a Proposta 1, em barras terminais dos troncos principais identificados considerando o número de consumidores e, em seguida, segundo a carga acumulada nas barras da rede. Devido ao fato de o sistema elétrico empregado ser um alimentador com cargas predominantemente residenciais, as cargas dos diferentes consumidores são similares e, portanto, a alocação por demanda apresentou resultados próximos da alocação por número de consumidores, conforme é possível observar na Figura 3.6. Os medidores destacados por um quadrado amarelo satisfazem tanto o critério de demanda quanto o critério do número de consumidores. Por conseguinte, para os resultados referentes à alocação de medidores respeitando-se o critério da demanda, por exemplo, estes três medidores e o medidor representado pelo círculo azul são considerados.



Figura 3.6 – Resultados de alocação por demanda e alocação por consumidor no final dos troncos principais.

A Tabela 3.1 mostra os resultados para o caso em que os troncos principais são obtidos considerando o carregamento da rede (demanda) e a Tabela 3.2 mostra os resultados para o caso em que os troncos principais são obtidos considerando o número de consumidores. Os resultados apresentados em cada tabela foram obtidos para curtos-circuitos monofásicos (fase A-terra), 1ϕ , e trifásicos, 3ϕ , com resistências de falta de 0,5; 5,0 e 10,0 Ω . Os valores das tabelas representam a quantidade de casos de falta simulados em que pelo menos uma barra de uma lista de p barras encontra-se a menos de *m* metros da barra sob falta. Esta lista de barras abrange as *p* barras com os menores valores do índice de classificação *lf* (obtido pela equação (3.5), resultado da aplicação da Etapa I). Assim, na Tabela 3.1, por exemplo, analisando curtos-circuitos monofásicos com resistência de falta de 0,5 Ω , ao se considerar apenas a barra com o menor valor do índice lf (p = 1 barra), em 84,38% dos casos a barra sob falta é corretamente indicada (distância da barra sob falta = 0 m). Ao se considerar, por exemplo, as 5 barras com os menores índices lf, em 93,75% dos casos pelo menos uma dessas barras é a barra sob falta. A opção de utilizar uma "lista de barras" considera que a utilização da Etapa II pode auxiliar na indicação da barra ou da zona correta, melhorando os resultados obtidos pela Etapa I. Os casos em que todas as barras utilizadas nos testes foram localizadas estão destacados em azul em todas as tabelas contidas nesta seção para facilitar a avaliação do desempenho do método. Ressalta-se que a aplicação de curto-circuito monofásico foi simulada em 128 barras distribuídas ao longo de todo o alimentador, enquanto 147 barras foram analisadas no estudo de curtos-circuitos trifásicos. Devido à grande quantidade de barras do circuito, nos estudos realizados, procurou-se escolher uma quantidade menor de barras que estivessem distribuídas ao longo de todo o circuito. No caso dos estudos de curtos-circuitos monofásicos, por exemplo, 128 barras equivalem a um terço de todas as barras envolvendo a fase A. Mais detalhes sobre a distribuição das barras escolhidas estão apresentados no Apêndice B.

Re	Curto-	Quantidade de casos em que pelo menos uma das p barras selecionadas encontra-se a até m metros da barra sob falta (%)									
(Ω)	circuito	<i>p</i> = 1		<i>p</i> = 5		p = 10		<i>p</i> = 15			
		m = 0	m = 100	m = 0	m = 100	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	m = 100		
0.5	1\$	84,38	84,38	93,75	93,75	100,00	100,00	100,00	100,00		
0,5	3ф	94,56	99,32	98,64	99,32	99,32	100,00	99,32	100,00		
5.0	1φ	54,69	57,03	87,50	89,84	93,75	96,09	100,00	100,00		
3,0	3ф	94,55	98,64	99,32	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00		
10,0	1¢	73,44	75,78	98,44	98,44	99,22	100,00	100,00	100,00		
	3ф	78,23	86,39	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00		

Tabela 3.1 – Resultados para o caso com quatro medidores de tensão alocados no final dos troncos principais definidos considerando a demanda.

Tabela 3.2 – Resultados da Etapa I do método de localização de defeito para quatro medidores de tensão alocados no final dos troncos principais definidos considerando o número de consumidores.

R _f	Curto-	Quant	Quantidade de casos em que pelo menos uma das p barras selecionadas encontra-se a até m metros da barra sob falta (%)							
(Ω)	circuito	p = 1		<i>p</i> = 5		p = 10		<i>p</i> = 15		
		m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	m = 100	m = 0	m = 100	m = 0	m = 100	
0.5	1φ	88,28	88,28	96,87	96,87	100,00	100,00	100,00	100,00	
0,5	3ф	97,28	100,00	99,32	100,00	99,32	100,00	99,32	100,00	
5.0	1φ	91,41	91,41	95,31	95,31	97,66	97,66	100,00	100,00	
5,0	Зф	97,28	98,64	99,32	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00	
10,0	1φ	99,22	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	
	3ф	95,92	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	

Com base nos resultados das tabelas acima, observa-se que para a rede avaliada tanto a alocação de medidores de tensão no final do tronco principal identificado a partir do número de

consumidores quanto a partir da demanda apresentaram desempenho satisfatório. Contudo, os resultados obtidos com a alocação dos medidores seguindo o critério de número de consumidores foram melhores.

É possível observar que regiões com grande concentração de carga ou de consumidores podem resultar na alocação de medidores próximos uns dos outros. No entanto, para um número pequeno de medidores, é conveniente adotar o critério de determinação dos troncos principais que leve a um maior espalhamento dos medidores na rede. Para ilustrar o impacto da utilização de cada um dos critérios na escolha do tronco principal, a Figura 3.7 mostra duas propostas de alocação de quatro medidores de tensão nas barras terminais de uma rede real de 2361 barras de uma distribuidora brasileira. Na Figura 3.7 (a) os troncos principais foram identificados considerando a demanda (carga acumulada) e na Figura 3.7 (b) os troncos principais foram identificados a partir do número de consumidores. No primeiro caso, como há uma grande concentração de cargas próxima da subestação, três dos quatro medidores foram alocados nesta região (pouco espalhados).



(b) critério do número de consumidores acumulados.

Figura 3.7 – Resultado de alocação de quatro medidores de tensão em barras terminais do alimentador considerando dois critérios diferentes.

• <u>Comparação das propostas de alocação de medidores</u>

Nesta subseção, o desempenho do método utilizando as duas propostas de alocação de medidores é apresentado. Com tal finalidade, apenas casos em que os troncos principais são definidos a partir do número de consumidores acumulados são considerados.

A Tabela 3.3 e a Tabela 3.4 apresentam os resultados da aplicação da metodologia de localização de faltas à rede de 970 barras considerando quatro medidores de tensão alocados na rede. Na Tabela 3.3, os medidores de tensão são alocados ao longo do alimentador principal conforme a Proposta 1 de alocação de medidores (critério de número de consumidores) (ver Figura 3.6). Na Tabela 3.4 os medidores de tensão são alocados em barras terminais da rede conforme a Proposta 2 (ver Figura 3.8).



Figura 3.8 – Resultado de alocação de quatro medidores de tensão ao longo do tronco principal, eletricamente equidistantes.

R _f	Curto-	Quantidade de casos em que pelo menos uma das <i>p</i> barras selecionadas encontra-se a até <i>m</i> metros da barra sob falta (%)									
(Ω)	circuito	<i>p</i> = 1		<i>p</i> = 5		p = 10		<i>p</i> = 15			
		m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	m = 100	m = 0	m = 100	m = 0	m = 100		
0.5	1φ	88,28	88,28	96,87	96,87	100,00	100,00	100,00	100,00		
0,5	3ф	97,28	100,00	99,32	100,00	99,32	100,00	99,32	100,00		
5.0	1φ	91,41	91,41	95,31	95,31	97,66	97,66	100,00	100,00		
3,0	3ф	97,28	98,64	99,32	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00		
10,0	1φ	99,22	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
	3ф	95,92	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00		

Tabela 3.3 – Resultados da Etapa I do método de localização de defeito para quatro medidores de tensão alocados nas barras terminais segundo a Proposta 1.

Tabela 3.4 – Resultados da Etapa I do método de localização de defeito para quatro medidores de tensão alocados nas barras terminais segundo a Proposta 2.

R _f	Curto-	urto- Quantidade de casos em que pelo menos uma das <i>p</i> barras selec encontra-se a até <i>m</i> metros da barra sob falta (%)						ionadas	
(Ω)	circuito	<i>p</i> = 1		<i>p</i> = 5		<i>p</i> = 10		<i>p</i> = 15	
		m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	m = 100	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	m = 100
0.5	1φ	71,87	72,66	90,62	90,62	95,31	95,31	100,00	100,00
0,3	Зф	59,18	63,26	65,99	65,99	74,83	75,51	78,92	78,92
5.0	1φ	73,44	73,44	79,69	79,69	93,75	93,75	96,09	96,09
5,0	3ф	61,90	65,99	74,83	75,51	82,99	83,67	89,80	90,48
10,0	1φ	73,44	74,22	80,47	81,25	93,75	93,75	97,66	97,66
	3ф	84,35	87,75	91,16	91,16	93,88	93,88	97,28	97,28

A comparação dos resultados mostrados na Tabela 3.3 e na Tabela 3.4 mostra que a alocação de medidores de tensão nas barras terminais da rede resulta em um aumento significativo da taxa de acerto da metodologia. Assim, por exemplo, para um curto-circuito trifásico com resistência de falta de 0,5 Ω , se consideramos a barra com menor índice de classificação, a taxa de acerto cresce de 59,18% para 97,28%, o que corresponde a um aumento de cerca de 65%. Um dos motivos para tal diferença deve-se à existência de três troncos principais neste alimentador. Portanto, ao alocar os medidores em um dos troncos, a localização de defeitos nos outros troncos é deteriorada. A análise dos resultados permite concluir que para a rede analisada, a utilização da primeira proposta apresentou melhor desempenho que a utilização da Proposta 2.

Outro teste foi realizado considerando que os quatro medidores de tensão devem ser alocados apenas no final dos trechos trifásicos dos troncos principais, ou seja, restringindo-se o local de instalação dos medidores às barras trifásicas. Isto implica na utilização de medidores nas três fases de cada barra escolhida ao invés de utilizar apenas uma fase como nos casos anteriores em que as barras escolhidas, por estarem no final dos troncos principais, eram monofásicas. Os troncos principais foram identificados utilizando o critério da carga acumulada e também do número de consumidores acumulados (já que a adoção de ambos os critérios levaram à mesma condição de alocação dos medidores) e os medidores de tensão foram alocados de acordo com a Figura 3.9. Para tal alocação, os resultados obtidos também foram satisfatórios, conforme é possível observar na Tabela 3.5.



Figura 3.9 – Resultados de alocação por demanda e alocação por consumidor no final dos trechos trifásicos dos troncos principais.

R _f	General Guardia de casos em que pelo menos uma das encontra-se a até m metros da barra sol						a das <i>p</i> bai ra sob falt	barras selecionadas falta (%)		
(Ω)	circuito	<i>p</i> = 1		<i>p</i> = 5		p = 10		<i>p</i> = 15		
		m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	m = 100	m = 0	m = 100	m = 0	m = 100	
0.5	1\$	90,62	91,41	99,22	99,22	100,00	100,00	100,00	100,00	
0,5	3ф	97,28	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	
5.0	1φ	92,19	92,19	99,22	99,22	100,00	100,00	100,00	100,00	
3,0	3ф	95,92	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	
10,0	1φ	89,84	89,84	99,22	99,22	100,00	100,00	100,00	100,00	
	3ф	97,96	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	

Tabela 3.5 – Resultados da Etapa I do método de localização de defeito para quatro medidores de tensão alocados no final do trecho trifásico dos troncos principais (segundo o critério de cargas e número de consumidores acumulados).

O emprego de medidores trifásicos alocados conforme apresentado na Figura 3.9 possibilitou a diminuição dos casos de múltipla estimação. Este problema ocorre porque mais de uma barra pode apresentar o mesmo valor do índice *lf* e quando este valor é o mínimo, mais de uma barra é indicada como barra provavelmente sob falta. Em alguns casos, até 20 barras apresentaram o valor mínimo de *lf*. A Tabela 3.6 apresenta a quantidade de casos de múltipla estimação considerando o mínimo valor de *lf* e as alocações de medidores de tensão apresentadas na Figura 3.6 (medidores monofásicos) e na Figura 3.9 (medidores trifásicos).

	Curto-	Incidência de mú	Incidência de múltipla estimação						
$R_{f}(\Omega)$	circuito	Medidores monofásicos (alocação apresentada na Figura 3.6)	Medidores trifásicos (alocação apresentada na Figura 3.9)						
0.5	1φ	88	80						
0,5	3ф	44	22						
10,0 -	1φ	101	85						
	Зф	49	28						

Tabela 3.6 - Incidência de casos de múltipla estimação considerando medidas trifásicas e monofásicas de tensão.

3.3.5 Conclusões Referentes à Alocação de Medidores

Com base nos resultados apresentados e em todos os testes realizados com a rede real e com as redes de pequeno porte foi possível concluir sobre a alocação de medidores que:

- A Proposta 1 de alocação de medidores permitiu bom desempenho do método mesmo em uma rede de grande porte com um pequeno número de medidores de tensão;
- Recomenda-se realizar a escolha do tronco principal de acordo com o critério (carga ou consumidores) que leve a um maior espalhamento dos medidores;
- Para a rede analisada, o desempenho do método foi melhor utilizando-se a Proposta 1 de alocação dos medidores. No entanto, recomenda-se que um estudo prévio seja realizado para cada rede;
- A utilização de medidores trifásicos, alocados segundo a Proposta 1 resultou em um bom desempenho do método de localização de defeitos, levando à diminuição dos casos de múltipla estimação.

3.4 INFLUÊNCIA DA QUANTIDADE DE MEDIDORES

Nesta seção serão apresentados resultados que mostram a influência do número de medidores disponíveis na metodologia de localização de faltas. Com tal finalidade, serão apresentados resultados obtidos com a rede teste de 970 barras, considerando a disponibilidade de dois, quatro e oito medidores de tensão. Os medidores foram alocados em barras terminais da rede, conforme a Proposta 1, com os troncos principais definidos a partir do número de consumidores. O resultado da alocação de quatro medidores de tensão é ilustrado na Figura 3.6. Para o caso com dois e com oito medidores de tensão a alocação foi feita conforme indicam a Figura 3.10 e a Figura 3.11, respectivamente.



Figura 3.10 – Disposição de *dois* medidores de tensão alocados de maneira ótima na rede teste.



Figura 3.11 – Disposição de *oito* medidores de tensão alocados de maneira ótima na rede teste.

Na comparação dos resultados, incialmente foram confeccionadas tabelas semelhantes às mostradas nas seções anteriores desta tese. As tabelas para os casos com dois, quatro e oito medidores de tensão são, respectivamente, Tabela 3.7, Tabela 3.8 e Tabela 3.9. A análise destas tabelas mostra que no pior caso o emprego de dois medidores resulta na localização de 43,75% (56/128) dos casos estudados, enquanto ao se utilizar oito medidores, obteve-se sucesso em no mínimo 93,75% (120/128) dos casos.

$egin{array}{c} R_{ m f} \ (\Omega) \end{array}$	Curto-	Quant	Quantidade de casos em que pelo menos uma das p barras selecionadas encontra-se a até m metros da barra sob falta (%)									
	circuito	<i>p</i> = 1		<i>p</i> = 5		<i>p</i> = 10		<i>p</i> = 15				
		m = 0	m = 100	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	<i>m</i> = 100			
0.5	1φ	62,50	64,06	78,12	78,12	90,62	90,62	100,00	100,00			
0,5	Зф	81,63	87,75	97,96	97,96	100,00	100,00	100,00	100,00			
5.0	1φ	43,75	45,31	81,25	83,59	92,97	92,97	95,31	95,31			
5,0	Зф	75,51	81,63	91,16	92,52	95,92	95,92	97,28	91,28			
10,0	1φ	53,91	54,69	89,84	89,84	93,75	94,53	100,00	100,00			
	3ф	70,75	75,51	95,92	95,92	96,56	96,56	97,96	97,96			

Tabela 3.7 – Resultados para *dois* medidores de tensão alocados ao longo da rede teste.

	Tabela 3.8 – Resultados para <i>quatro</i> medidores de tensão alocados ao longo da rede teste.											
$egin{array}{c} R_{ m f} \ (\Omega) \end{array}$	Curto- circuito	Curto-Quantidade de casos em que pelo menos uma das p barras seleciona encontra-se a até m metros da barra sob falta (%)										
		circuito $p = 1$		<i>p</i> = 5		<i>p</i> = 10		<i>p</i> = 15				
		m = 0	m = 100	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	<i>m</i> = 100			
0.5	1φ	88,28	88,28	96,87	96,87	100,00	100,00	100,00	100,00			
0,3	3ф	97,28	100,00	99,32	100,00	99,32	100,00	99,32	100,00			
5.0	1φ	91,41	91,41	95,31	95,31	97,66	97,66	100,00	100,00			
5,0	3ф	97,28	98,64	99,32	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00			
10,0	1φ	99,22	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00			
	Зф	95,92	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00			

R _f	Curto-	Quant	Quantidade de casos em que pelo menos uma das p barras selecionadas encontra-se a até m metros da barra sob falta (%)									
(Ω)	circuito	p = 1		<i>p</i> = 5		<i>p</i> = 10		<i>p</i> = 15				
		m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	m = 100	m = 0	m = 100			
0.5	1φ	96,09	96,09	99,22	99,22	100,00	100,00	100,00	100,00			
0,5	3ф	97,96	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00			
5.0	1φ	93,75	95,31	99,22	99,22	100,00	100,00	100,00	100,00			
5,0	3ф	97,28	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00			
10,0	1φ	99,22	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00			
	3ф	94,56	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00			

Tabela 3.9 – Resultados para *oito* medidores de tensão alocados ao longo da rede teste.

3.4.1 Conclusões Referentes à Quantidade de Medidores

Os resultados apresentados em 3.4 mostraram que com o aumento da quantidade de medidores utilizados no processo de localização de defeitos, o desempenho do método proposto pode ser melhorado. No entanto, observou-se que para a rede de 970 barras, o ganho de se utilizar quatro medidores ao invés de dois é consideravelmente maior do que o ganho obtido na utilização de oito medidores ao invés de quatro. Por conseguinte, estudos devem ser realizados para cada rede de forma que seja possível identificar a quantidade de medidores que leva a resultados satisfatórios com uma quantidade aceitável de medidores.

3.5 INFLUÊNCIA DE IMPRECISÕES NO DESEMPENHO DO MÉTODO

Os resultados apresentados nas seções anteriores consideram condições ideais, ou seja, os dados da rede e das cargas são conhecidos e os medidores não apresentam erros de medição (mesmo durante a ocorrência da falta). Portanto, nesta seção, com o objetivo de estudar a eficiência do método diante de imprecisões no modelo das cargas e nas medições serão apresentados resultados referentes aos seguintes casos:

- <u>Imprecisão no modelo das cargas</u>. Utilizam-se 4 medidores de tensão alocados no final dos ramos principais definidos pelo critério de número de consumidores (ver Figura 3.6), considerando a modelagem das cargas no algoritmo de localização de faltas como *corrente constante*, enquanto as cargas no ATP (simulação do sistema real) foram modeladas como *impedância constante*;
- 2. Imprecisão no modelo das cargas e nas medições utilizando medidores de tensão. Utilizam-se 4 medidores de tensão alocados no final dos ramos principais definidos pelo critério de número de consumidores, considerando a modelagem das cargas no algoritmo de localização de faltas como *corrente constante*, enquanto as cargas no ATP (simulação do sistema real) foram modeladas como *impedância constante*. Além disto, aplicou-se um ruído de distribuição normal, média zero e desvio padrão de 0,5% nas medidas de tensão obtidas ao longo do sistema. Isto significa que para cada valor medido, VM, um número aleatório, NA, foi gerado (obedecendo a distribuição normal de média zero e desvio padrão 0,5%) e a seguinte operação foi realizada VM = VM[·](NA + 1). Ressalta-se que este caso é conservador, pois existem vários medidores que apresentam erros máximos de 0,5% (considerando que três vezes o desvio padrão abrange 99,7% dos valores de medição, o desvio padrão para 0,5% de erro máximo seria de aproximadamente 0,17%).

Os resultados obtidos pelo teste do item 1 estão apresentados na Tabela 3.10. Observa-se que os resultados são inferiores ao caso similar em que tanto nas simulações do algoritmo de localização de defeitos quanto no ATP as cargas são modeladas como impedância constante (ver Tabela 3.2). Nota-se também que no cálculo de fluxo de potência em que as cargas são modeladas como corrente constante enquanto na realidade são cargas do tipo impedância constante, quanto maior a resistência de falta, melhores os resultados. Isto ocorre pois a corrente consumida por cargas do tipo corrente constante durante o curto-circuito é maior do que a corrente consumida pelas cargas do tipo impedância constante e esta diferença diminui à medida que a resistência de falta aumenta.

R _f	Curto-	Quantidade de casos em que pelo menos uma das p barras selecionadas encontra-se a até m metros da barra sob falta (%)									
(Ω)	circuito	uito $p = 1$		<i>p</i> = 5		<i>p</i> = 10		<i>p</i> = 15			
		m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	m = 100		
0.5	1φ	53,12	58,59	90,62	90,62	98,44	98,44	100,00	100,00		
0,5	3ф	29,93	40,14	76,19	80,27	86,39	87,07	89,80	91,84		
5.0	1φ	63,28	65,62	71,09	72,66	80,47	82,03	92,19	92,19		
5,0	Зф	68,03	81,63	95,92	97,96	100,00	100,00	100,00	100,00		
10,0	1φ	82,81	85,16	96,87	97,66	97,66	98,44	100,00	100,00		
	3ф	68,71	85,71	97,28	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00		

Tabela 3.10 – Resultados obtidos para o estudo de caso referente ao item 1: imprecisão no modelo das cargas.

A Tabela 3.11 mostra os resultados de curtos-circuitos com resistência de falta de 0,5 Ω da Tabela 3.10 (pior caso) com a adição do ruído nas medidas de tensão ao longo da rede (conforme descrito no item 2 acima). Ressalta-se que as medições na subestação foram consideradas exatas. Além disto, este resultado não é único porque o ruído é aleatório e a quantidade de barras localizadas pode ser diferente à medida que diferentes valores de ruído são aplicados mesmo respeitando a distribuição normal, com média zero e desvio padrão de 0,5%.

Tabela 3.11 – Resultados obtidos para o estudo de caso referente ao item 2: imprecisão no modelo das cargas e nas medições de tensão; e resistência de falta de 0,5 Ω.

Curto- circuito	Quant	Quantidade de casos em que pelo menos uma das p barras selecionadas encontra-se a até m metros da barra sob falta (%)										
	р	= 1	<i>p</i> = 5		<i>p</i> :	= 10	<i>p</i> = 15					
	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	<i>m</i> = 100	m = 0	m = 100	m = 0	m = 100				
1φ	32,82	35,16	67,19	67,97	86,72	87,50	91,41	91,41				
Зф	27,89	38,77	74,15	78,23	83,67	85,03	91,16	94,56				

3.6 ESTUDOS DE CASOS DO MÉTODO COM REFINAMENTO

Nesta seção, estudos de casos serão apresentados com o objetivo de melhor ilustrar a etapa de refinamento. Nos resultados de localização de defeitos e nas informações relativas a descargas atmosféricas, a distância linear entre dois pontos será empregada (ver equação (3.11)). Da lista ordenada de barras gerada pelos algoritmos da Etapa I, serão consideradas apenas as *L* primeiras barras para serem utilizadas na etapa de refinamento (Etapa II), sendo *L* o valor máximo entre *N* e *M*, respectivamente, as *N* primeiras barras com os menores valores do índice *lf* e as *M* barras que apresentaram até 110% do valor mínimo de *lf*.

3.6.1 Estudo de Caso 1

No primeiro estudo, um curto-circuito trifásico com resistência de falta de 0,5 Ω foi aplicado no local indicado pelo asterisco azul na Figura 3.12. As barras localizadas na primeira etapa do algoritmo estão indicadas em vermelho (com "o")⁶. As zonas suspeitas, encontradas com o procedimento descrito na subseção 3.2.1, são identificadas na figura como Zona 1, Zona 2 e Zona 3. As distâncias entre os centroides de cada zona também estão indicadas na Figura 3.12.



Figura 3.12 – Resultado da Etapa I do algoritmo para o estudo de caso 1.

Observa-se que as Zonas 2 e 3 estão localizadas a jusante da Zona 1. No entanto, conforme indicado na Figura 3.13, todas as zonas estão localizadas a jusante do mesmo religador (indi-

 $^{^{6}}$ Nos casos de curto-circuito trifásico, utilizaram-se 147 barras no espaço de busca e por conseguinte assumiu-se N igual a 15.

cado pelo quadrado verde na figura)⁷. Neste caso, a atuação do religador não é suficiente para a seleção da zona sob falta e informações adicionais devem ser usadas, de acordo com o procedimento descrito na subseção 3.2.2.2.

A Figura 3.13 mostra quais são as informações complementares disponíveis no estudo de caso 1. É possível observar que existe registro de chamada telefônica (reclamação por interrupção) entre as Zonas 1 e 2 e na Zona 3, além de registro de descarga atmosférica na Zona 1.



Figura 3.13 – Refinamento dos resultados da Etapa I do algoritmo para o estudo de caso 1 (ampliação da região sob estudo).

Definidas as zonas, o índice *ir* deve ser obtido para cada uma delas, sendo que ao final do procedimento, a zona com o maior valor de *ir* será apontada com maior possibilidade de conter a falta. A composição do índice *ir* é baseada em cinco conjuntos de informação e o emprego de cada um destes conjuntos (quando existentes) para o estudo de caso 1 será apresentado a seguir.

A Tabela 3.12 apresenta um resumo dos valores encontrados para cada critério de composição do índice de refinamento para cada zona.

⁷ O religador foi alocado arbitrariamente apenas para ilustrar o caso desejado.

	RC	DA	MT	МС	LF
Zona 1	+1	+1	0	0	0,82
Zona 2	-1	+1	0	0	0,00
Zona 3	-1	0	0	0	0,62

Tabela 3.12 – Valores encontrados para os índices auxiliares na composição do índice de refinamento no estudo de caso 1.

Como o índice de refinamento é dado por:

$$ir_i = \alpha \cdot RC_i + \beta \cdot DA_i + \gamma \cdot MT_i + \delta \cdot MC_i + \varepsilon \cdot LF_i$$

é necessário estipular os valores de α , β , γ , $\delta \in \varepsilon$ tal que $(\alpha + \beta + \gamma + \delta + \varepsilon) = 1,00$. Inicialmente recomenda-se fazer $\alpha = \beta = \gamma = \delta = \varepsilon = 0,20$ até que os registros históricos permitam ajustar valores maiores para os índices mais confiáveis. A definição dos índices mais confiáveis pode deve ser realizada com base na experiência dos usuários e, principalmente, pela análise de eventos já ocorridos e registrados. Por exemplo, se os eventos históricos mostrarem que o registro de chamadas é mais eficaz para a localização de falta do que o registro de ocorrência de descargas atmosféricas, é possível ajustar um valor de α maior que de β respeitando a condição que ($\alpha + \beta + \gamma$ + $\delta + \varepsilon$) deve ser igual a 1,00. Portanto, $ir_1 = 0,56$, $ir_2 = 0,00$ e $ir_3 = -0,08$ (Tabela 3.13). Logo, a Zona 1 deve ser eleita como a região sob falta.

Tabela 3.13 – Valores de índice de refinamento no estudo de caso 1.

	RC	DA	МТ	МС	LF	ir
Zona 1	+1	+1	0	0	0,82	0,56
Zona 2	-1	+1	0	0	0,00	0,00
Zona 3	-1	0	0	0	0,62	-0,08

3.6.2 Estudo de Caso 2

No segundo estudo, um curto-circuito trifásico com resistência de falta de 0,5 Ω foi aplicado no local indicado pelo asterisco azul na Figura 3.14. As barras localizadas na primeira etapa do algoritmo estão indicadas em vermelho (com "o").



Figura 3.14 – Resultado da Etapa I do algoritmo para o estudo de caso 2.

Uma ampliação da região de interesse juntamente com as informações adicionais disponíveis é mostrada na Figura 3.15. Conforme se observa, neste caso não existe registro de atuação de nenhuma chave, há registro de descargas atmosféricas nas Zonas 2 e 3 e registro de chamadas telefônicas entre as Zonas 3 e 4 e a jusante da Zona 4. Os valores de tensão medidos pelos medidores associados a cada zona estão apresentados na Tabela 3.14. A obtenção do índice *ir* baseada nestas informações adicionais é descrita a seguir.



Figura 3.15 – Refinamento dos resultados da Etapa I do algoritmo para o estudo de caso 2 (ampliação da região sob estudo).

Medidor	Zona(s) associada(s)	Fase	Tensão (pu)
M1	1 e 2	С	0,2697
M2	3 e 4	С	0,2459

Tabela 3.14 – Valores de tensão utilizados no estudo de caso 2.

Portanto, $MT_1 = MT_2 = 0.98$ e $MT_3 = MT_4 = 1.0$.

A Tabela 3.15 apresenta um resumo dos valores encontrados para cada critério de composição do índice de refinamento para cada zona. Adotando $\alpha = \beta = \gamma = \delta = \varepsilon = 0,20$ (como no estudo de caso 1), o índice *ir* é mostrado na última coluna da tabela. A linha em destaque mostra a zona eleita na Etapa II (Zona 3).

Tabela 3.15 – Valores encontrados para os índices auxiliares na composição do índice de refinamento no estudo de caso 2.

	RC	DA	МТ	МС	LF	ir
Zona 1	0	0	+0,98	0	0	0,20
Zona 2	0	+1	+0,98	0	0	0,40
Zona 3	+1	+1	+1	0	0,76	0,75
Zona 4	-1	0	+1	0	0,75	0,15

3.6.3 Estudo de Caso 3

Neste estudo, foi aplicado um curto-circuito monofásico ($R_f = 5,0 \Omega$) na barra destacada pelo asterisco azul na Figura 3.16 e as barras indicadas pela Etapa I do algoritmo de localização de defeitos estão destacadas pelo "o" em vermelho. Ao contrário do que foi considerado nos casos anteriores, as cargas do cálculo de fluxo de potência estão modeladas como corrente constante, enquanto no ATP foram modeladas como impedância constante, caracterizando uma situação em que as cargas são desconhecidas.



Figura 3.16 – Resultado da Etapa I do algoritmo para o estudo de caso 3.

Na Figura 3.16, supondo que além da medição de tensão, a única informação adicional que esteja disponível seja a chamada de um consumidor localizado a jusante da falta, a zona identificada pelo algoritmo seria a Zona 1. Note que neste caso, por se tratar de um caso de múltipla estimação em que todos os índices das barras selecionadas para a Etapa II são praticamente iguais, a utilização destes índices de classificação das barras não permite a distinção das zonas.

3.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

Nesta seção, os estudos relacionados ao método de localização de defeitos baseado na correspondência de valores de tensão foram apresentados. Este método é composto pela técnica proposta em [3] (Etapa I) e uma etapa de refinamento dos resultados com informações adicionais presentes no sistema (Etapa II). A adição desta etapa visa diminuir ou superar problemas de múltipla estimação que possam existir pela proximidade dos valores dos índices de classificação de diferentes barras obtidos na Etapa I. Estudos de caso mostraram que esta etapa de refinamento pode ser utilizada com sucesso na identificação do local do defeito. Além da proposta de uma etapa de refinamento, propôs-se um método de alocação de medidores de tensão em que a solução com o maior espalhamento de medidores da mesma quantidade de fases resulta no melhor desempenho do método. Em análises de desempenho da Etapa I do método utilizando o mesmo sistema teste de [3] (de 134 barras), os resultados obtidos para a alocação dos medidores utilizando a metodologia proposta ou utilizando Algoritmo Genético foram similares. Por fim, analisou-se também a robustez do método frente a diferentes quantidades de medidores de tensão e imprecisões no modelo das cargas e nas medidas de tensão. A análise de todos estes resultados mostrou que o desempenho do método foi bom mesmo para uma pequena quantidade de medidores (4 medidores em um sistema de 970 barras).

4 MÉTODO BASEADO NA CORRESPONDÊNCIA DE VALORES DE CORRENTE DE FALTA

O método de localização de defeitos baseado na correspondência de valores de corrente de falta surgiu pela análise de técnicas que utilizam a teoria de cálculo de curto-circuito, como os métodos propostos em [17] e [18]. O grande desafio destes métodos consiste na estimação da corrente de falta dado que o valor da resistência de falta é desconhecido. Por exemplo, para tratar esta incerteza, o uso de lógica nebulosa (em inglês: *fuzzy logic reasoning*) foi proposto em [17]. O segundo método ([18]) considera a existência de geradores distribuídos conectados à rede e registradores digitais de perturbação (em inglês: DFR, *digital fault recorders*) instalados em cada ponto de geração. A corrente de falta é considerada a soma da corrente injetada pela subestação e pelos geradores. A limitação deste método consiste na necessidade de medição fasorial sincronizada de tensão e corrente em cada gerador distribuído e na subestação, implicando em elevados custos e complexidade.

Considerando então a capacidade de medidores inteligentes instalados ao longo do primário do alimentador de medir e reportar o módulo de tensão, a ideia proposta consiste em utilizar os valores de desvio de tensão (diferença entre a tensão medida antes e durante a falta) para processar um índice de correspondência da corrente de falta, que indica uma barra como o local da falta. Este método não necessita do conhecimento da resistência de falta e da corrente de falta. O embasamento teórico deste método é apresentado a seguir.

4.1 IDEIA BÁSICA DO MÉTODO PROPOSTO

A exploração da capacidade de medição do módulo de tensão em medidores instalados no primário torna possível obter os desvios de tensão em determinadas barras do circuito. Estes desvios são dados pela equação (4.1).

$$\Delta V_i^{(abc)} = V_{pre_i}^{(abc)} - V_{falta_i}^{(abc)}$$
(4.1)

em que o subscrito *i* está relacionado ao medidor instalado na barra *i*, $V_{pre_i}^{(abc)}$ e $V_{falta_i}^{(abc)}$ são os módulos de tensão medidos antes e durante a falta, respectivamente, e o sobrescrito *abc* representa cada uma das fases, portanto, os desvios de tensão nas fases a, b e c. Se a barra k está sob falta, é possível estimar a corrente de falta empregando o desvio de tensão medido em cada medidor i baseado na equação (4.2).

$$\hat{I}_{falta_{ik}}^{(abc)} = \left(Z_{ik}^{(abc)}\right)^{-1} \cdot \Delta \hat{V}_{i}^{(abc)} \quad (\text{para } i \neq k)$$
(4.2)

em que $Z_{ik}^{(abc)}$ é a submatriz *ik* da matriz impedância do sistema trifásico ($\mathbf{Z}_{barra}^{(abc)}$) e $\hat{I}_{falta_{ik}}^{(abc)}$ é a corrente de falta na barra *k* calculada a partir do desvio de tensão medido na barra *i*. As cargas, representadas pelo modelo impedância constante, devem ser incluídas na matriz impedância para melhorar a precisão do método. A influência da carga no desempenho do método é discutida na Seção 4.6.

Portanto, para N_m medidores, há N_m estimações do valor da corrente de falta considerando que a falta ocorreu na barra k. Caso a falta tenha realmente ocorrido na barra k, os valores estimados de corrente de curto-circuito serão praticamente iguais entre si e próximos ao valor real de corrente de falta. Caso contrário, os valores de corrente de falta estimados por cada medidor *i* não serão próximos, resultando em um erro de estimação, não correspondendo ao valor da corrente de falta.

Neste contexto, um índice de correspondência da corrente de falta δ_k pode ser utilizado com a finalidade de identificar a barra sob falta. Este índice é dado pela soma da diferença entre os N_m valores de corrente de falta estimados para a ocorrência de um curto-circuito na barra k e a média de todos estes valores. Cada diferença será chamada de d_{ik} , conforme mostra a equação (4.3) e a Figura 4.1.

$$\delta_k = \sum_{f}^{a,b,c} \sum_{i=1}^{N_m} \left(\left| \hat{I}_{falta_{ik}}^f - \overline{\hat{I}_{falta_k}^f} \right| \right) = \sum_{f}^{a,b,c} \sum_{i=1}^{N_m} d_{ik}^f$$

$$(4.3)$$

em que $\hat{I}_{falta_{ik}}^{f}$ é a corrente de falta calculada para a fase f com a medida do medidor i utilizando (4.2) e $\overline{\hat{I}_{falta_{ik}}^{f}}$ é a média de todos os valores de corrente de falta calculados utilizando a tensão medida em cada medidor para uma dada barra k sob curto-circuito. Conforme foi mencionado, se a barra k é realmente a barra sob falta, todas as correntes calculadas serão próximas. Portanto, a barra associada com o mínimo valor de δ_k é selecionada como barra sob falta.



Figura 4.1 – Ilustração do índice $\delta_k (N_m = 4)$.

Tipicamente os medidores de tensão medem apenas o módulo. Contudo, em (4.2) e (4.3), as correntes são escritas como fasores. Com o objetivo de calcular estas expressões sem a necessidade do uso de PMUs (em inglês: *Phasor Measurement Units*), um recurso numérico é utilizado neste trabalho como segue. Assume-se que os ângulos das tensões nas fases a, b e c são 0°, -120° e 120°, respectivamente. Este procedimento foi adotado apenas com o objetivo de realizar os cálculos; a influência desta aproximação será investigada em 4.3.

Em alguns casos, o mínimo valor de δ pode estar associado a mais de uma barra k, indicando múltipla estimação. Para lidar com este problema, técnicas de mapeamento automático das interrupções podem ser empregadas conforme será apresentado a seguir.

4.1.1 Mapeamento Automático das Interrupções

A comunicação entre os medidores inteligentes e o centro de controle permite monitorar *transponders* desenergizados e, consequentemente, determinar a parte do sistema cujo fornecimento de energia está interrompido. Com estes recursos, o processo de localização de defeitos deixa de ser manual (dependente de chamadas de consumidores) e passa a ser automático. A integração com o GIS da concessionária permite ainda identificar as coordenadas geográficas da zona interrompida tornando o processo de localização de defeitos ainda mais rápido. Como resultado do mapeamento das interrupções, as chances de alguma metodologia de localização de defeitos indicar o local errado como o local da falta e de existirem problemas de múltipla estimação podem ser minimizadas ou até mesmo eliminadas. Detalhes sobre o mapeamento das interrupções foi apresentada em 2.3.1.1.

O processo de mapeamento automático das interrupções pode ser combinado ao processo de localização de defeitos utilizando duas abordagens:

- A primeira abordagem consiste em utilizar o mapeamento automático das interrupções para diminuir o espaço de busca do processo de localização do defeito. Neste caso, o esforço computacional da aplicação do método é reduzido. Contudo, pode ser necessário consultar uma grande quantidade de medidores para identificar a zona afetada, aumentando o tráfego de dados;
- A segunda abordagem é baseada na aplicação do mapeamento apenas em casos de múltipla estimação. Neste caso apenas alguns medidores são consultados para auxiliar no processo de decisão sobre qual local realmente refere-se ao local da falta. Em comparação com a primeira abordagem, embora todo o alimentador seja utilizado como espaço de busca (aumentando o esforço computacional), o tráfego de dados é menor.

Para a aplicação do método proposto nesta seção, os resultados utilizarão a primeira opção de mapeamento de interrupções.

4.2 DESCRIÇÃO DO MÉTODO

O método proposto nesta seção está descrito abaixo. Ressalta-se que é necessário que a falta seja primeiramente detectada e classificada.

- I. Construir a matriz impedância (Z_{barra}) (este passo pode ser realizado *offline*);
- II. Ler os desvios de tensão medidos em cada medidor;
- III. Estimar a corrente de falta $\hat{I}_{falta_{ik}}^{(abc)}$ em cada barra do circuito (*k* pertence ao conjunto de barras no espaço de busca) utilizando as medidas de tensão obtidas em cada barra em que há medidor instalado e a matriz \mathbf{Z}_{barra} na equação (4.2).

- IV. Calcular a média de todos os valores de corrente de falta calculados para a mesma barra $(\overline{\hat{I}_{falta_k}^{(abc)}});$
- V. Calcular o índice de correspondência da corrente de falta δ_k para cada barra *k* no sistema utilizando a equação (4.3);
- VI. Indicar a barra associada com o menor valor de δ_k como a barra sob falta.

No passo I, conforme discutido previamente, é necessário incluir as cargas representadas por impedância constante na matriz impedância barra. Isto pode ser feito utilizando-se curvas de carga típicas, que fornecem informação do comportamento das cargas no tempo, ou medidores de energia inteligentes instalados nos consumidores, que reportam potência ativa e reativa em de-terminados intervalos de tempo. A matriz impedância pode ser construída *offline* considerando o intervalo de atualização das cargas, por exemplo, cada uma hora, ou *online*, todas as vezes que a falta é detectada utilizando a informação correspondente.

Conforme discutido na Seção 4.1.1, é possível utilizar o mapeamento automático para diminuir o espaço de busca no processo de localização de defeito (item III) ou, caso mais de uma barra/região seja indicada como barra/região sob falta, é possível utilizar o mapeamento automático de interrupções para resolver o problema de múltipla estimação. Ressalta-se que o simples conhecimento do tipo de falta pode eliminar grande quantidade das barras do circuito, levando à diminuição do espaço de busca. Por exemplo, para um curto-circuito fase A-terra, as barras que não possuem fase A são eliminadas do processo de busca.

4.3 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Nesta subseção, estudos serão apresentados para avaliar o método proposto e a influência do mapeamento automático de interrupções nos resultados. Na próxima subseção, um estudo completo de sensibilidade será apresentado para considerar o impacto do desconhecimento das cargas, da resistência de falta, da imprecisão nas medidas de tensão e da alocação e quantidade de medidores.

O primeiro conjunto de testes foi realizado em um alimentador de distribuição real, de 13,8 kV, topologicamente desequilibrado, mostrado na Figura 4.2. Detalhes sobre os parâmetros

desta rede podem ser encontrados em [3]. As medidas de tensão em cada medidor foram obtidas utilizando o software ATP ([42]). Cada linha foi modelada no ATP utilizando matrizes de impedância trifásicas. Inicialmente, os medidores foram instalados nas barras: 3, 20, 30, 45, 51, 60, 100, 111, 118, 121, 127, 129 e 134. Esta alocação foi realizada arbitrariamente sem estudos prévios. Além dos testes realizados nesta rede de 134 barras da Figura 4.2, uma rede de maior porte (mesma rede utilizada no Capítulo 3) foi testada e os resultados serão apresentados na Seção 4.7.

Com o objetivo de facilitar a visualização dos resultados, para cada simulação, o erro foi obtido utilizando-se (4.4), sendo que as distâncias são dadas em relação à subestação. Esta opção foi adotada porque neste caso não há informações georreferenciadas da rede (existe apenas o comprimento dos ramos) e, portanto, não é possível obter o erro utilizando a mesma distância empregada no Capítulo 3.

$$Erro = |distância da falta - distância calculada da falta|$$
(4.4)

Os testes foram conduzidos considerando curtos-circuitos monofásicos (fase A-terra) e trifásicos. Todas as cargas foram consideradas como impedância constante tanto na modelagem no ATP quanto no método aplicado. As faltas foram aplicadas em cada barra do circuito e os erros foram calculados e agrupados em classes para simplificar a análise dos resultados. Estes erros foram divididos de 0 a 400 m em intervalos de 100 m (portanto, foram criadas quatro classes). Considerou-se falha no método para os casos em que os erros foram maiores que 400 m.



Figura 4.2 – Sistema teste 134 barras.

4.3.1 Resultados sem Mapeamento Automático das Interrupções

Os resultados do método proposto sem mapeamento automático de interrupções são apresentados na Tabela 4.1. Faltas monofásicas e trifásicas foram aplicadas com resistência de falta (R_f) de 0,5 e 10,0 Ω . Os resultados mostram quantos casos foram agrupados em cada classe de erro. Por exemplo, no caso de faltas trifásicas com resistência de falta de 0,5 Ω , 82 barras selecionadas como local da falta foram localizadas com erro de distância entre 0 e 100 m, 38 barras foram localizadas com erro de distância entre 100 e 200 m, 12 barras entre 200 e 300 m e apenas 1 barra foi localizada com erro de distância maior que 400 m. Portanto, o método apresentou bom desempenho pois grande parte dos casos apresentaram erro entre 0 e 100 m.

Classa da anno	Faltas mo	onofásicas	Faltas trifásicas		
Classe de erro	$R_f = 0,5 \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$	$R_f = 0,5 \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$	
0-100 m	62	110	82	109	
100-200 m	57	18	38	18	
200-300 m	12	4	12	5	
300-400 m	2	1	-	1	
> 400 m	-	-	1	-	

Tabela 4.1 – Número de barras agrupadas em cada classe de erro sem mapeamento automático de interrupções.

4.3.2 Resultados com Mapeamento Automático de Interrupções

Estudos análogos aos apresentados na subseção anterior serão apresentados nesta subseção com a adição do mapeamento automático de interrupções. Como resultado, o espaço de busca foi reduzido, diminuindo a chance de indicar a barra errada ou mais de uma barra como local da falta. Por exemplo, sem utilizar mapeamento automático, para um curto-circuito trifásico na barra 40 (Figura 4.2), o algoritmo indicou a barra 36 como barra sob falta (localizada a 120 m da barra 40), enquanto que, quando o mapeamento automático é utilizado, a barra 40 é indicada corretamente. Isto ocorre pois o espaço de busca foi reduzido às barras 40 a 45, dado que após a consulta aos medidores de tensão ao longo do circuito, identificou-se que apenas o medidor instalado na barra 45 estava desenergizado, caracterizando a possível atuação do fusível localizado no início do ramo composto pelas barras 40 a 45.

Classa da anno	Faltas mo	onofásicas	Faltas trifásicas		
Classe de erro	$R_f = 0,5 \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$	$R_f = 0,5 \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$	
0-100 m	85	112	98	110	
100-200 m	41	18	29	19	
200-300 m	6	2	5	3	
300-400 m	1	1	1	1	
> 400 m	-	-	-	-	

Tabela 4.2 – Número de barras agrupadas em cada classe de erro considerando mapeamento automático de interrupções.

A análise da Tabela 4.2 mostra que a utilização do mapeamento automático resultou na melhora do desempenho do método proposto. A seguir, a robustez do método proposto será ava-

liada utilizando-se estudos de sensibilidade. A menos que seja especificado, os resultados foram obtidos utilizando-se mapeamento automático e resistência de falta de 10,0 Ω .

4.4 ESTUDOS DE SENSIBILIDADE

Nesta seção, diversos parâmetros e condições serão variados para permitir uma melhor avaliação do método propostos. Os estudos de sensibilidade que serão apresentados a seguir consideraram: incertezas na estimação da carga, diferentes valores de resistência de falta, incertezas nas medidas de tensão, diferentes quantidades e localização dos medidores de tensão.

4.4.1 Incerteza na Estimação das Cargas

No método proposto, as cargas foram modeladas como impedância constante e consideradas na construção da matriz impedância (Z_{Zbarra}). Portanto, é necessário analisar a influência de incertezas nas cargas no desempenho do método. Com este objetivo, todas as cargas foram representadas na matriz impedância e variadas simultaneamente para simular erro na estimação das cargas.

Na simulação do sistema real, as cargas foram modeladas com o valor nominal no ATP (Z_{ATP}) e este caso foi considerado como o caso base. Então, na execução do método proposto, a impedância das cargas foram variadas por um fator Z_{Zbarrd}/Z_{ATP} , que assumiu os seguintes valores: 80, 95, 105 e 120 % de erro. Todas as cargas foram variadas simultaneamente na mesma proporção para simular erro na estimação do carregamento. A Tabela 4.3 mostra os resultados e pode-se concluir que estes valores de erro na estimação do carregamento não apresentam impacto significativo no desempenho do método (em comparação com os resultados apresentados na Tabela 4.2).

Classes de		$Z_{Zbarra}/Z_{ATP}(\%)$					
erros	80	95	105	120			
Faltas monofásicas							
0-100 m	114	112	112	115			
100-200 m	15	18	18	15			
200-300 m	3	2	2	2			
300-400 m	1	1	1	1			
> 400 m	-	-	-	-			
	Faltas	trifásica	as				
0-100 m	110	110	110	110			
100-200 m	19	19	19	19			
200-300 m	3	3	3	3			
300-400 m	1	1	1	1			
> 400 m	-	-	-	-			

Tabela 4.3 – Impacto de erros na estimação das cargas.

4.4.2 Resistência de Falta

Tipicamente, métodos de localização de defeitos são afetados pelo desconhecimento da resistência de falta, que juntamente com o local da falta determinam o valor da corrente de curtocircuito. Com o objetivo de analisar a influência deste fator no método proposto, a Tabela 4.4 apresenta os resultados do método considerando diferentes valores de resistência de falta. Para os valores de resistência de falta testados neste trabalho, observa-se que o desempenho do método não é fortemente afetado.

Classes de		Resistê	ncia de	ncia de falta (Ω)			
erros	0,5	5,0	10,0	50,0	100,0		
Faltas monofásicas							
0-100 m	85	95	112	95	94		
100-200 m	41	32	18	34	33		
200-300 m	6	5	2	3	4		
300-400 m	1	1	1	1	2		
> 400 m	-	-	-	-	-		
	Fa	ltas trif	ásicas				
0-100 m	98	114	110	86	86		
100-200 m	29	16	19	39	35		
200-300 m	5	2	3	6	8		
300-400 m	1	1	1	2	4		
> 400 m	-	-	-	-	-		

Tabela 4.4 - Impacto da variação dos valores de resistência de falta.

4.4.3 Erros de Medição

Erros de medição podem degradar a qualidade dos valores estimados de corrente de falta. Portanto, é necessário analisar a sensibilidade do método com relação aos erros em medidas de tensão. Erros podem ser causados por ruído nas medidas ou falta de exatidão dos instrumentos de medida, e nestes casos, os erros são relativamente pequenos, menores que 1%, mas ocorrem em praticamente todas as medidas. Em contrapartida, erros na calibração dos instrumentos podem causar erros maiores em poucos dispositivos (já que não se trata de uma situação normal de operação). Então, três casos foram propostos para avaliar o impacto dos erros de medição no desempenho do algoritmo proposto. Estes casos são descritos abaixo e os resultados são apresentados na Tabela 4.5.

Caso 1: adição de ruídos a todas as medidas. Como o ruído é aleatório, não é possível afirmar que os resultados apresentados são únicos. Optou-se por aplicar um ruído de distribuição normal, média zero e desvio padrão 0,5%. Assim como na Seção 3.5, para cada valor medido, VM, um número aleatório, NA, foi gerado (obedecendo a distribuição normal de média zero e desvio padrão 0,5%) e a seguinte foi realizada VM = VM^(NA + 1). Ressalta-se que este caso é conservador, pois existem vários medidores que apresentam

erros máximos de 0,5% (considerando que três vezes o desvio padrão abrange 99,7% dos valores de medição, o desvio padrão para 0,5% de erro máximo seria de aproximadamente 0,17%);

- *Caso 2*: mesma situação do Caso 1, mas considerando que os desvios de tensão medidos pelos medidores nas barras 20 e 100 são multiplicados por um fator de 1,15; simulando erros de calibração;
- *Caso 3*: mesma situação do Caso 1, mas considerando que os desvios de tensão medidos pelos medidores nas barras 20 e 100 são multiplicados por um fator de 0,85; simulando erros de calibração;

Pela comparação dos resultados da Tabela 4.5 e Tabela 4.2^8 (condições ideais, sem erros de medição) é possível concluir que erros nas medidas de tensão podem afetar o desempenho do método. Contudo, na maior parte dos casos os erros de medição foram menores que 400 m. Portanto, recomenda-se utilizar medidores com elevada exatidão e precisão para melhorar o desempenho do método. Esta constatação pode ser utilizada para definir os mínimos requisitos técnicos para os medidores inteligentes a serem instalados.

Classes de Erros	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso Base			
	Faltas m	nonofásicas					
0-100 m	59	60	54	112			
100-200 m	25	28	25	18			
200-300 m	13	10	15	2			
300-400 m	10	9	11	1			
> 400 m	26	26	28	-			
	Faltas trifásicas						
0-100 m	62	65	56	110			
100-200 m	31	27	31	19			
200-300 m	17	17	20	3			
300-400 m	8	7	9	1			
> 400 m	15	17	17	-			

Tabela 4.5 – Impacto dos erros de medição.

⁸ Os resultados da Tabela 4.2 foram repetidos na coluna 5 da Tabela 4.5 para facilitar a comparação.

4.4.4 Quantidade e Alocação dos Medidores

Todos os resultados previamente apresentados nesta seção consideraram a existência de 13 medidores instalados ao longo do alimentador de 134 nós (isto é, aproximadamente 10% do número total de nós). A quantidade de medidores e a alocação foram arbitrárias, escolhidas sem a realização de um estudo prévio.

Devido ao fato de a metodologia proposta ser baseada em medidas de tensão ao longo do alimentador, é razoável concluir que uma quantidade suficientemente grande de medidores pode permitir maior observabilidade do sistema e consequentemente a obtenção de resultados mais precisos. Em contrapartida, é necessário considerar os custos e o aumento na quantidade de dados ocasionados pela elevada quantidade de medidores.

Neste contexto, o desempenho do método foi observado com a utilização de 10 e 5 medidores no sistema da Figura 4.2. Nos casos com 10 medidores, a respectiva alocação destes medidores foi: 3, 20, 30, 60, 100, 111, 118, 127, 129 e 134, e para o caso com 5 medidores: 3, 30, 100, 129 e 134. Os resultados são apresentados na Tabela 4.6, onde o caso com 13 medidores refere-se ao caso base (Tabela 4.2). A análise dos resultados mostra que o uso de apenas 5 medidores não piora consideravelmente os resultados, pois a maioria das barras foram localizadas com erros menores que 100 m. Esta característica é importante pois fatores econômicos podem limitar a instalação de uma grande quantidade de medidores com capacidade de medir tensão ao longo do primário do alimentador.

Classes de Ermes	Quantic	lade de mo	edidores				
Classes de Erros	13	10	5				
Faltas monofásicas							
0-100 m	112	114	92				
100-200 m	18	16	30				
200-300 m	2	2	1				
300-400 m	1	1	4				
> 400 m	-	-	6				
Fa	Faltas trifásicas						
0-100 m	110	107	61				
100-200 m	19	22	32				
200-300 m	3	3	16				
300-400 m	1	1	12				
> 400 m	-	-	12				

Tabela 4.6 – Impacto de diferentes quantidades de medição de tensão.

A influência da diferente alocação dos medidores ao longo do alimentador também foi analisada. Os resultados para três cenários diferentes de alocação de 10 medidores ao longo do alimentador são apresentados na Tabela 4.7. Estes cenários foram escolhidos arbitrariamente e divididos como segue:

Caso 1: medidores instalados nas barras 3, 20, 30, 60, 100, 111, 118, 127, 129 e 134;

Caso 2: medidores instalados nas barras 15, 25, 44, 56, 66, 85, 89, 102, 112 e 131;

Caso 3: medidores instalados nas barras 7, 36, 47, 66, 76, 84, 91, 104, 112 e 125.

Observa-se que a alocação dos medidores exerce influência no desempenho do método, contudo, os resultados ainda são aceitáveis. Pela análise da localização dos medidores, é possível observar que com os medidores localizados no final dos ramos, como no Caso 1, o método apresenta melhor desempenho do que nos casos em que estão localizados ao longo do tronco principal ou de outros ramos do alimentador. Embora não tenha sido possível encontrar uma explicação analítica para esta constatação, quando os medidores são localizados no final dos ramos, a tensão medida pelos medidores é afetada para uma maior quantidade de faltas ocorridas no circuito, pois as faltas ocorreriam a montante do medidor. Por conseguinte, o método torna-se mais sensível a uma maior quantidade de casos de ocorrência de curto-circuito.
Classes de	Alocação dos medidores					
erros	Caso 1	Caso 2	Caso 3			
ŀ	Faltas monofásicas					
0-100 m	114	93	93			
100-200 m	16	22	25			
200-300 m	2	10	11			
300-400 m	1	1	2			
> 400 m	-	7	2			
	Faltas tri	fásicas				
0-100 m	107	95	92			
100-200 m	22	21	28			
200-300 m	3	9	9			
300-400 m	1	1	2			
> 400 m	-	7	2			

Tabela 4.7 - Impacto da alocação dos medidores.

4.5 DESEMPENHO DO MÉTODO UTILIZANDO MEDIÇÃO FASORIAL DE TENSÃO

Os resultados apresentados anteriormente consideraram apenas medição de módulo de tensão e o desempenho do método foi satisfatório mesmo sem informações sobre o ângulo de tensão. Medidores inteligentes capazes de medir módulo e ângulo de tensão seriam mais complexos e caros devido à necessidade de sincronização. Contudo, no futuro, tal tecnologia pode se tornar mais difundida em sistemas de distribuição. Portanto, nesta seção, o uso do valor do ângulo da tensão será estudado.

Na Tabela 4.8, os resultados para os mesmos casos referentes ao caso base (apresentados na Tabela 4.1 e na Tabela 4.2) serão apresentados. O uso de fasores ao invés de módulo de tensão permite melhorar o desempenho do método proposto. Adicionalmente, os resultados não foram afetados para diferentes valores de resistência de falta: 0,5; 5,0; 10,0; 5,0 e 100,0 Ω .

Neste cenário, a independência do método aos valores de resistência de falta representa uma vantagem muito importante do método proposto. Isto ocorre pois todos os valores de índice δ_k variam na mesma proporção independentemente do valor da resistência de falta. Por exemplo, para um curto-circuito aplicado na barra 5 (Figura 4.2), os valores de δ_k para as barras 1 a 10 são mostrados na Figura 4.3 considerando diferentes valores de resistência de falta. Nota-se que estes valores são alterados na mesma proporção de uma barra para a outra e como resultado o valor mínimo está sempre associado à mesma barra.

Classes de	Sem mapeamento automático		Com mapeamento automático	
erros	Faltas trifási- cas	Faltas mono- fásicas	Faltas trifási- cas	Faltas mono- fásicas
0-100 m	115	120	121	121
100-200 m	15	12	11	11
200-300 m	2	1	1	1
300-400 m	1	-	-	-
> 400 m	-	-	-	-

Tabela 4.8 - Impacto das medidas fasoriais de tensão.

Nota: Neste caso, os resultados foram os mesmos para todos os valores de resistência de falta analisados.



Figura 4.3 – Valores de índices δ_k para um curto-circuito na barra 5 e diferentes valores de resistência de falta.

4.5.1 Estudo de Sensibilidade para Erros de Medição

Os resultados apresentados na Seção 4.4 mostram que um dos fatores que mais afeta o desempenho do método são os erros de medição. Portanto, a Tabela 4.9 apresenta os resultados considerando medição fasorial de tensão, mapeamento automático de interrupção e adição de ruído em todas as medidas, de acordo com o Caso 1, descrito em 4.4.3. O ruído foi incluído simultaneamente no módulo e ângulo da tensão. Novamente, nota-se que o desempenho do método foi prejudicado quando comparado aos resultados mostrados na Tabela 4.8. No entanto, mesmo com a adição de ruído, o desempenho do método utilizando medição fasorial é consideravelmente melhor quando comparado aos resultados obtidos com medição de módulo de tensão apenas (Tabela 4.5).

Classes de	Faltas mo	onofásicas	Faltas t	rifásicas
erros	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$
0-100 m	84	73	103	86
100-200 m	27	40	21	28
200-300 m	16	17	6	17
300-400 m	5	2	3	2
> 400 m	1	1	-	-

Tabela 4.9 – Impacto de erros na medição dos fasores de tensão.

4.6 DESEMPENHO DO MÉTODO DIANTE DE CARGAS DINÂMICAS

Todos os testes realizados anteriormente nesta seção consideraram todas as cargas modeladas como impedância constante. Nesta seção, um motor de indução será conectado à barra 30 para observar o impacto deste tipo de carga no desempenho do método. A Tabela 4.10 mostra os resultados para um motor de indução de 100 HP e a Tabela 4.11 mostra os resultados para um motor de indução de 200 HP (a modelagem de ambos os motores está apresentada no Anexo). Ambos os conjuntos de resultados foram obtidos considerando medição apenas de módulo de tensão, ou seja, não há sincronismo entre os medidores. A Tabela 4.12 mostra os resultados para o motor de 100 HP conectado na barra 30 utilizando medição fasorial de tensão. Os resultados desta seção mostram o bom desempenho do método mesmo na presença de cargas dinâmicas.

Classes de	Faltas mo	onofásicas	Faltas trifásicas	
erros	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$
0-100 m	95	103	99	109
100-200 m	31	25	28	20
200-300 m	6	4	5	3
300-400 m	1	1	1	1
> 400 m	-	-	-	-

Tabela 4.10 – Número de barras agrupadas em cada classe de erro considerando mapeamento automático de interrupções e um motor de 100 HP na barra 30.

Tabela 4.11 – Número de barras agrupadas em cada classe de erro considerando mapeamento automático de interrupções e um motor de 200 HP na barra 30.

Classes de	Faltas monofásicas		Faltas trifásicas	
erros	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$
0-100 m	99	103	99	109
100-200 m	26	25	28	20
200-300 m	5	4	5	3
300-400 m	3	1	1	1
> 400 m	-	-	-	-

Tabela 4.12 – Número de barras agrupadas em cada classe de erro considerando mapeamento automático de interrupções e um motor de 100 HP na barra 30 – medição fasorial.

Classes de	Faltas monofásicas		Faltas trifásicas	
erros	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$
0-100 m	114	114	119	119
100-200 m	17	17	13	13
200-300 m	2	2	1	1
300-400 m	-	-	-	-
> 400 m	-	-	-	-

4.7 DESEMPENHO DO MÉTODO EM REDE DE GRANDE PORTE

Nesta seção, resultados da aplicação do método baseado na correspondência do valor da corrente de falta serão apresentados para a mesma rede de 970 barras utilizada no Capítulo 3. Vinte medidores de tensão foram alocados distribuídos até o final dos trechos trifásicos dos troncos principais conforme mostra a Figura 4.4, em que estes medidores estão representados por quadrados amarelos. Portanto, não há medidores monofásicos ou bifásicos, o que permite que a medida de todos os medidores possa ser aproveitada na localização de qualquer curto-circuito ocorrido na rede.



Figura 4.4 – Alocação dos medidores de tensão na rede de 970 barras para aplicação do método da correspondência dos valores de corrente de falta.

Os resultados obtidos com a utilização do método para a localização de curtos-circuitos trifásicos e monofásicos aplicados ao longo de todo o circuito são apresentados na Tabela 4.13. Para a obtenção destes resultados, utilizou-se medição fasorial de tensão e não se utilizou mape-amento automático.

Classes de	Faltas mo	Faltas monofásicas		rifásicas
erros	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$
0-100 m	53	53	75	70
100-200 m	16	16	37	35
200-300 m	19	18	10	13
300-400 m	8	7	6	7
> 400 m	32	34	19	22

Tabela 4.13 – Número de barras agrupadas em cada classe de erro para a rede de 970 barras para curtos-circuitos aplicados ao longo de todo o alimentador.

Quando as faltas monofásicas são aplicadas somente a montante do último medidor os resultados melhoram consideravelmente, conforme é possível observar nos resultados apresentados na Tabela 4.14. Esta observação enfatiza a constatação de que medidores localizados a jusante do local do defeito favorecem o desempenho deste método.

Classes de	Faltas monofásicas			
erros	$R_f = 0,5 \ \Omega$	$R_f = 10,0 \ \Omega$		
0-100 m	82	82		
100-200 m	39	39		
200-300 m	11	11		
300-400 m	6	6		
> 400 m	9	9		

Tabela 4.14 – Número de barras agrupadas em cada classe de erro para a rede de 970 barras para curtos-circuitos monofásicos aplicados a montante do último medidor.

4.8 NECESSIDADE DA CONSIDERAÇÃO DAS CARGAS

Diferentemente dos métodos tradicionais de análise de curto-circuito, o método proposto considera as cargas na construção da matriz impedância. Se a carga é ignorada no processo de localização de defeitos, o índice δ_k calculado para diferentes barras pode assumir o mesmo valor. Consequentemente, identificar a barra sob falta pode ser um grande desafio. Um exemplo ilustrativo é apresentado a seguir, baseado em um pequeno sistema de distribuição apresentado na Figura 4.5.



Figura 4.5 – Alimentador ilustrativo para representar a importância da representação das cargas.

A matriz impedância barra Z_{barra} deste sistema, sem considerar a impedância das cargas, é apresentada abaixo:

$$\mathbf{Z}_{barra} = \begin{bmatrix} Z1 & Z1 & Z1 & Z1 & Z1 \\ Z1 & Z1 + Z2 & Z1 + Z2 & Z1 + Z2 & Z1 + Z2 \\ Z1 & Z1 + Z2 & Z1 + Z2 + Z3 & Z1 + Z2 & Z1 + Z2 \\ Z1 & Z1 + Z2 & Z1 + Z2 & Z1 + Z2 + Z4 & Z1 + Z2 + Z4 \\ Z1 & Z1 + Z2 & Z1 + Z2 & Z1 + Z2 + Z4 & Z1 + Z2 + Z4 + Z5 \end{bmatrix}$$
(4.5)

Considerando um caso ilustrativo com dois medidores: um instalado na barra 3 e outro na barra 5, e a ocorrência de uma falta na barra 1, os índices δ_1 e δ_2 são iguais se as impedâncias das cargas forem ignoradas. Portanto, o algoritmo não estaria apto para distinguir o real local da falta.

De acordo com o algoritmo proposto, a barra associada com o mínimo valor de δ_k é selecionada como a barra sob falta. E δ_k é dado pelo somatório de $d_{i,k}$ (conforme a equação (4.3)), em que *i* está associado aos medidores e *k* à barra candidata. Os índices calculados utilizando medidas de tensão dos medidores nas barras 3 e 5 para um curto-circuito nas barras 1 e 2 (não simultâneos) são dados abaixo.

Primeiramente, para a barra 1 tem-se:

$$d_{3,1} = -\frac{\Delta \hat{V}_3}{Z1} + \left(\frac{\Delta \hat{V}_3 + \Delta \hat{V}_5}{2 \cdot Z1}\right)$$
(4.6)

$$d_{5,1} = -\frac{\Delta \hat{V}_5}{Z1} + \left(\frac{\Delta \hat{V}_3 + \Delta \hat{V}_5}{2 \cdot Z1}\right)$$
(4.7)

$$\delta_{1} = d_{3,1} + d_{5,1} = -\left(\frac{\Delta \hat{V}_{3} + \Delta \hat{V}_{5}}{Z1}\right) + \left(\frac{\Delta \hat{V}_{3} + \Delta \hat{V}_{5}}{Z1}\right) = 0$$
(4.8)

Para a barra 2:

$$d_{3,2} = -\frac{\Delta \hat{V}_3}{Z1 + Z2} + \left(\frac{\Delta \hat{V}_3 + \Delta \hat{V}_5}{2 \cdot (Z1 + Z2)}\right)$$
(4.9)

$$d_{5,2} = -\frac{\Delta \hat{V}_5}{Z1 + Z2} + \left(\frac{\Delta \hat{V}_3 + \Delta \hat{V}_5}{2 \cdot (Z1 + Z2)}\right)$$
(4.10)

$$\delta_2 = d_{3,2} + d_{5,2} = -\left(\frac{\Delta \hat{V}_3 + \Delta \hat{V}_5}{Z1 + Z2}\right) + \left(\frac{\Delta \hat{V}_3 + \Delta \hat{V}_5}{Z1 + Z2}\right) = 0$$
(4.11)

Nestes exemplos, os índices δ_1 e δ_2 possuem o mesmo valor, consequentemente resultam no problema de múltipla estimação. Portanto, no método proposto, a inclusão das cargas na matriz impedância permite diferenciar uma barra da outra, pois os elementos na matriz tornam-se diferentes uns dos outros. Contudo, é importante ressaltar que informações muito precisas das cargas não são necessárias.

4.9 CONCLUSÕES PARCIAIS

Nesta seção, foi proposto um método de localização de defeitos que explora a teoria de cálculo de curto-circuito e medição de tensão ao longo do alimentador. Este método é baseado na correspondência de valores de corrente de falta. A robustez do método foi comprovada por diversos estudos de sensibilidade em que se variou a estimação do carregamento, a resistência de falta, erros de medição, quantidade e alocação de medidores. Os resultados associados à utilização de medição fasorial de tensão apresentaram maior sucesso do que utilizando medição do módulo de tensão. Adicionalmente, observou-se a independência dos resultados obtidos mediante a variação da resistência de falta em condições ideais de medição fasorial de tensão e conhecimento de todos os parâmetros da rede.

Neste método, uma quantidade maior de medidores é necessária quando comparada à quantidade de medidores necessária para a implantação do método discutido no Capítulo 3. Contudo, a complexidade do método é menor por não se tratar de um método iterativo. Os medidores utilizados neste método podem ser medidores instalados ao longo do alimentador com o objetivo de realizar monitoramento e automação na distribuição. Esta prática tem sido utilizada por distribuidoras norte-americanas. A BC Hydro, por exemplo, é uma concessionária canadense que instalado diversos medidores ao longo do alimentador, conforme discutido em [43]. De acordo com [43], o uso destes medidores passa a ser uma solução atrativa considerando todos os benefícios que podem ser alcançados com a integração de funções de monitoramento e automação aos sistemas de distribuição.

5 MÉTODO BASEADO NO MAPEAMENTO DAS ZONAS DE TENSÃO REDUZIDA

O uso de métodos de localização de defeitos baseados em impedância (distância) está consolidado em sistemas de transmissão, onde cada linha pode possuir um relé de impedância com o objetivo de proteção e localização dos defeitos. Contudo, quando estes métodos são aplicados a sistemas de distribuição, a medição de tensão e corrente para a estimação do local da falta é tipicamente realizada na subestação, tornando a localização precisa do defeito mais difícil que na transmissão. Adicionalmente, considerando a topologia dos sistemas de distribuição, a aplicação dos métodos baseados em impedância pode levar a problemas de múltipla estimação. Isto ocorre pois o método estima a distância entre a subestação e a falta e esta distância pode estar associada a mais de um local do alimentador (ver Seção 2.3). Portanto, o desafio consiste em identificar o real local da falta.

Com o crescente investimento em medidores inteligentes, o interesse em explorar múltiplas capacidades destes dispositivos em diversas funções de gerenciamento dos sistemas de distribuição está aumentando. O uso de medidores inteligentes permite acesso às informações adicionais para identificar o local correto da falta, melhorando o desempenho dos métodos baseados em impedância. O desempenho destes métodos aplicados aos sistemas de distribuição pode ser prejudicado, por exemplo, pela resistência de falta e contribuição de corrente de múltiplas fontes. Quando ocorre uma falta no alimentador, a impedância calculada na subestação é influenciada pela resistência de falta (de valor desconhecido). Tipicamente, os valores de resistência de falta são baixos para faltas entre fases porque estão relacionados aos arcos e são mais elevados para faltas envolvendo o solo porque estão associados ao arco e à resistência do solo, torres ou árvores, por exemplo. Portanto, o valor da resistência de falta pode variar de valores baixos até centenas de Ohms ([5]). Outra dificuldade enfrentada na estimação do local do defeito está associada à existência de múltiplas fontes alimentando a falta, o que em sistemas de transmissão é conhecido por infeed e, na distribuição, ocorre devido à presença de geração distribuída. Sob estas circunstâncias, a contribuição da subestação para a corrente de falta passa a ser menor do que quando não há outra(s) fonte(s) conectada(s). Contudo, diferentes práticas podem ser adotadas para diminuir o impacto destas variáveis na localização do defeito.

Além destas dificuldades que estão associadas tanto a sistemas de transmissão quanto a sistemas de distribuição, características particulares dos sistemas de distribuição devem ser consideradas na aplicação de um método de localização de defeitos baseado em impedância. Algumas destas características são descritas abaixo.

- Heterogeneidade do alimentador devido à existência de diferentes materiais, bitolas e comprimentos de condutores, linhas aéreas e subterrâneas, etc. Os métodos baseados em impedância utilizam a relação entre a tensão e a corrente medidas na subestação para obter Z_{med} , a impedância entre o local de medição e o local da falta, sendo $Z_{med} = d_{falta} \cdot Z_{L1}$ (d_{falta} é a distância da falta e Z_{L1} é a impedância do condutor por comprimento). Portanto, em um alimentador homogêneo, o valor de Z_{L1} é único e a relação entre Z_{med} e Z_{L1} resulta na própria distância da falta d_{falta} . Contudo, caso o alimentador não seja homogêneo, diferentes relações de impedância por comprimento existirão e a distância não pode ser diretamente obtida pela divisão da impedância medida por um único valor Z_{L1} . Portanto, para tratar da heterogeneidade do alimentador, alguns métodos consideram cada ramo independentemente ([44]-[46]);
- <u>Desbalanço topológico da rede</u>. As linhas de transmissão são transpostas e técnicas de localização de falta aplicadas a sistemas de transmissão tipicamente utilizam equações baseadas em componentes simétricas ([5], [45]). Contudo, com o objetivo de diminuir erros devido ao desbalanço das redes de distribuição, outras técnicas foram propostas utilizando componentes de fase ([44], [46]);
- <u>Existência de ramos laterais e cargas distribuídas ao longo do alimentador</u>. Grandes esforços têm sido dedicados ao desenvolvimento de técnicas que levem à diminuição da influência de ramos laterais e cargas conectadas ao longo do alimentador no caminho entre a subestação e a falta, pois nestes casos a impedância medida não está diretamente associada ao trecho entre a subestação e o curto-circuito. Para superar problemas que possam ser causados por estes motivos, recentemente métodos iterativos baseados em impedância foram propostos. Mais detalhes serão apresentados a seguir.</u>

Estes métodos podem depender de uma inicialização como em [5], por exemplo, em que o primeiro passo consiste em estimar a seção do alimentador que se encontra sob falta. Esta estimação é baseada em medição de tensão e corrente na subestação. Então os nós inicial e final desta seção (x e y) são escolhidos, todos os ramos laterais entre a subestação e o suposto local da falta são ignorados e as cargas conectadas em cada um deles são acumuladas no ponto em que o ramo a que elas pertencem está conectado. As cargas localizadas após o ponto y são acumuladas no nó mais distante da subestação no caminho que se inicia na subestação e passa pela seção identificada como local do defeito. Então, a tensão e a corrente no nó inicial do ramo escolhido como ramo sob falta (nó x) são calculadas e o local da falta é refinado por um processo iterativo. Outra técnica utiliza o conceito de superposição ([47]). Embora o processo não requeira uma estimativa inicial, é possível torná-lo mais rápido assumindo-se um local e alterando-o sistematicamente. O local do defeito é encontrado iterativamente, pela variação do suposto local da falta e pela avaliação da corrente de superposição calculada nas fases sãs. O local do defeito é obtido quando a corrente de superposição calculada nas fases sãs é nula ou próxima de zero. Conforme é possível observar, este método necessita de ao menos uma fase sã. Este método utiliza componentes de fase e representa o sistema por duas impedâncias equivalentes: uma relacionada ao circuito entre a subestação e o suposto local da falta e outra relacionada ao circuito localizado a jusante do local da falta. O processo de obtenção destas impedâncias equivalentes em sistemas de distribuição reais de grande porte pode inviabilizar a aplicação do método pois o local do defeito é variado até que o provável local seja encontrado e para cada local candidato estes equivalentes devem ser calculados.

Outros métodos baseados em algoritmos iterativos que dependem de uma estimativa inicial do local do defeito e/ou de elevados esforços computacionais podem ser citados ([10]). Portanto, considerando que a solução proposta nesta seção explorará informações complementares provenientes de medidores inteligentes para auxiliar no desempenho do método baseado em impedância, métodos diretos serão explorados por serem alternativas simples, de baixa complexidade e relativa eficiência. Métodos diretos são comumente utilizados em sistemas de transmissão e três deles serão discutidos a seguir.

5.1 MÉTODOS BASEADOS EM IMPEDÂNCIA

Nesta subseção, uma breve introdução aos métodos baseados em impedância utilizados nos testes será apresentada. Ressalta-se que o propósito deste Capítulo 5 não consiste no aprofundamento em técnicas de localização de defeitos baseadas em impedância, mas na proposta da utilização dos medidores inteligentes para auxiliar na escolha do verdadeiro local do defeito entre os pontos localizados à mesma distância calculada do local da falta.

5.1.1 Método da Reatância

O método da reatância tem uma das formulações mais simples que consiste em obter a distância da falta utilizando-se a equação (5.1).

$$Z_{m} = \frac{\hat{V}_{m}^{falta}}{\hat{I}_{m}^{falta}} = d \cdot Z_{L1} + R_{f} , \text{ e assumindo-se } R_{f} \cong 0 :$$

$$d = \frac{\text{Im}(Z_{m})}{\text{Im}(Z_{L1})}$$
(5.1)

em que,

- *d* é a distância entre o local em que a tensão e a corrente são medidas e o local estimado do defeito;
- Z_{L1} é a impedância total da linha por comprimento (em Ω /unidade de comprimento);
- \hat{V}_m^{falta} é a tensão medida na subestação durante a falta;
- \hat{I}_m^{falta} é a corrente medida na subestação durante a falta;
- Z_m é a impedância medida entre o local em que a tensão e corrente são calculadas e o local estimado do defeito;
- R_f é a resistência de falta.

5.1.2 Método Takagi

O método Takagi utiliza um equacionamento simples baseado no princípio de superposição e portanto considera valores pré-falta para reduzir os efeitos da resistência de falta nos cálculos do local da falta. A distância do defeito é estimada utilizando-se a equação (5.2) ([48]).

$$d = \frac{\operatorname{Im}(\hat{V}_m^{falta} \cdot \Delta \hat{I}_m^*)}{\operatorname{Im}(Z_{L1} \cdot \hat{I}_m^{falta} \cdot \Delta \hat{I}_m^*)}$$
(5.2)

em que

$$\Delta \hat{I}_m$$
 é dado por $(\hat{I}_m^{pre} - \hat{I}_m^{falta})$, em que o sobrescrito *pre* indica valor pré-falta e *falta* está relacionado ao valor medido durante a falta;

* operador conjugado.

5.1.3 Método Novosel

O último método estudado faz parte de uma patente norte-americana US 5,839,093 ([49]). A distância da falta é obtida pela equação (5.3).

$$d = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a} \tag{5.3}$$

em que

$$a = 1$$

$$b = -\left(\operatorname{Re}(k_{1}) - \frac{\operatorname{Im}(k_{1}) \cdot \operatorname{Re}(k_{3})}{\operatorname{Im}(k_{3})}\right)$$

$$c = \left(\operatorname{Re}(k_{2}) - \frac{\operatorname{Im}(k_{2}) \cdot \operatorname{Re}(k_{3})}{\operatorname{Im}(k_{3})}\right)$$

$$k_{1} = \frac{\hat{V}_{m}^{falta}}{\hat{I}_{m}^{falta} \cdot Z_{L1}} + \frac{Z_{carga}}{Z_{L1}} + 1$$

$$k_{2} = \frac{\hat{V}_{m}^{falta}}{\hat{I}_{m}^{falta} \cdot Z_{L1}} \cdot \left(\frac{Z_{carga}}{Z_{L1}} + 1\right)$$

$$k_{3} = \frac{\Delta \hat{I}_{m}}{\hat{I}_{m}^{falta} \cdot Z_{L1}} \cdot \left(\frac{Z_{s} + Z_{carga}}{Z_{L1}} + 1\right)$$

sendo Z_s a impedância do equivalente de Thevenin na subestação e Z_{carga} é igual a $\hat{V}_m^{pre} / \hat{I}_m^{pre}$.

Nesta formulação, Z_{carga} representa todas as cargas agrupadas no final da linha, conforme a Figura 5.1. Esta aproximação pode ser feita assumindo-se que a impedância das cargas é consideravelmente maior comparada ao valor da impedância da linha.



Figura 5.1 - Circuito equivalente utilizado na localização de falta pelo método Novosel ([49]).

Para todos os métodos descritos acima, os fasores \hat{I}_m e \hat{V}_m foram considerados grandezas medidas de acordo com o tipo de falta, conforme descrito em Tabela 5.1, em que $k = (Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1}$.

Tipo de curto- circuito	\hat{V}_m^{pre}	\hat{V}_m^{falta}	$\hat{I}_m^{\it pre}$	\hat{I}_m^{falta}	$\Delta \hat{I}_m$
a-t	$\hat{V_a}^{pre}$	$\hat{V_a}^{falta}$	$\hat{I}_a^{pre} + k \cdot \hat{I}_0^{pre}$	$\underline{I}_a^{falta} + k \cdot I_0^{falta}$	$\Delta \hat{I}_a$
b-t	$\hat{V_b}^{pre}$	\hat{V}_b^{falta}	$\hat{I}_b^{pre} + k \cdot \hat{I}_0^{pre}$	$\hat{I}_b^{falta} + k \cdot \hat{I}_0^{falta}$	$\Delta \hat{I}_b$
c-t	$\hat{V_c}^{pre}$	$\hat{V_c}_c^{falta}$	$\hat{I}_c^{pre} + k \cdot \hat{I}_0^{pre}$	$\hat{I}_{c}^{falta} + k \cdot \hat{I}_{0}^{falta}$	$\Delta \hat{I}_c$
a-b ou a-b-t	$\hat{V_a}^{pre}$ - $\hat{V_b}^{pre}$	$\hat{V_a}_a^{falta}$ - $\hat{V_b}_b^{falta}$	\hat{I}_a^{pre} - \hat{I}_b^{pre}	$\hat{I}_{a}^{\mathit{falta}}$ - $\hat{I}_{b}^{\mathit{falta}}$	$\Delta \hat{I}_a$ - $\Delta \hat{I}_b$
b-c ou b-c-t	$\hat{V_b}^{pre}$ - $\hat{V_c}^{pre}$	$\hat{V_b^{falta}}$ - $\hat{V_c^{falta}}$	$\hat{I}_b^{\it pre}$ - $\hat{I}_c^{\it pre}$	$\hat{I}_{b}^{\mathit{falta}}$ - $\hat{I}_{c}^{\mathit{falta}}$	$\Delta \hat{I}_b$ - $\Delta \hat{I}_c$
c-a ou c-a-t	$\hat{V_c}^{pre}$ - $\hat{V_a}^{pre}$	$\hat{V_c}^{falta}$ - $\hat{V_a}^{falta}$	\hat{I}_{c}^{pre} - \hat{I}_{a}^{pre}	\hat{I}_{c}^{falta} - \hat{I}_{a}^{falta}	$\Delta \hat{I}_c$ - $\Delta \hat{I}_a$
a-b-c	$\hat{V_a}^{pre}$ - $\hat{V_b}^{pre}$	$\hat{V_a}^{falta}$ - $\hat{V_b}^{falta}$	\hat{I}_a^{pre} - \hat{I}_b^{pre}	\hat{I}_a^{falta} - \hat{I}_b^{falta}	$\Delta \hat{I}_a$ - $\Delta \hat{I}_b$
a-b-c-t	$\hat{V_a}^{pre}$ - $\hat{V_b}^{pre}$	$\hat{V_a}^{falta}$ - $\hat{V_b}^{falta}$	\hat{I}_a^{pre} - \hat{I}_b^{pre}	\hat{I}_a^{falta} - \hat{I}_b^{falta}	$\Delta \hat{I}_a$ - $\Delta \hat{I}_b$

Tabela 5.1 – Medição de tensão e corrente.

Além dos métodos mencionados nesta seção, muitos outros métodos baseados em impedância podem ser mencionados. A escolha do método apropriado depende de diversos fatores como simplicidade, custos e exatidão desejados. Adicionalmente, embora os métodos iterativos possam ser mais exatos que os métodos diretos, quando estes últimos são aplicados com informações adicionais, o processo de localização de defeitos pode representar uma solução promissora para obter resultados relativamente precisos. Mais detalhes sobre a utilização destas informações adicionais serão explorados na próxima subseção.

5.2 IDEIA BÁSICA DO MÉTODO PROPOSTO

O método de localização de defeitos proposto é dividido em dois estágios principais:

- 1. Aplicação de um método baseado em impedância para obter uma estimativa inicial do local da falta (ver a Seção 5.1);
- 2. Utilização de medidas de tensão provenientes de medidores inteligentes como medidas auxiliares para a construção de *Zonas de Tensão Reduzida* (ZTR) e identificação do real local do defeito.

Neste segundo estágio, medidores inteligentes com capacidade de reportar interrupção ou de medir tensão podem ser consultados e a área sob falta pode ser mapeada automaticamente. Esta área será chamada de *Zona de Tensão Reduzida* (ZTR). Conforme será apresentado a seguir, a exploração das ZTRs permite identificar o real local do defeito.

5.2.1 Zonas de Tensão Reduzida

A criação deste conceito baseia-se no princípio discutido em 2.3.1.3, que atesta que o caminho da falta é determinado pela busca dos menores valores de tensão, conforme mostra a Figura 5.2 ([22]). Outra observação importante é que no caminho da falta, para um valor de resistência de falta igual a zero, o perfil de tensão possui o comportamento apresentado na Figura 5.3. Nota-se que o perfil de tensão entre a subestação e o local do defeito pode ser aproximado por uma reta com inclinação negativa (esta aproximação assume que o alimentador é homogêneo e que a corrente das cargas é desprezível em comparação à corrente de falta). Portanto, estabelecendo-se um limiar de tensão (V_{lim}), é possível identificar a região do alimentador em que a tensão encontra-se abaixo deste limiar: as Zonas de Tensão Reduzida. Quanto mais próximo for V_{lim} do valor da tensão no local do defeito, mais próxima é a fronteira da ZTR do local do defeito.



Figura 5.2 – Identificação do caminho da falta ([22]).



Figura 5.3 – Perfil de tensão no caminho da falta para resistência de falta nula ([22]).

Um dos desafios encontrados na utilização das ZTRs está relacionado ao aumento da tensão no local do defeito com o aumento do valor da resistência de falta. Como consequência deste aumento, a inclinação da reta que representa o perfil de tensão ao longo do caminho da falta é reduzida (Figura 5.4). Logo, a utilização de um valor de V_{lim} apropriado para baixos valores de resistência de falta pode não ser adequada para os casos com valores maiores de resistência de falta⁹. Por conseguinte, com o objetivo de obter um valor de V_{lim} proporcional à inclinação da reta que representa o perfil de tensão, permitindo uma identificação mais precisa do local da falta, propõe-se o uso de um limiar adaptativo. Este limiar deve ser menor, quanto menor o valor da resistência de falta.



Figura 5.4 – Variação do perfil de tensão com a resistência de falta ([22]).

5.2.2 Limiar Adaptativo

O limiar adaptativo de tensão proposto é baseado na equação (5.4). Esta equação é a equação de uma reta com inclinação negativa (f(x) = b - a.x). Portanto, V_{lim} é definido como o módulo de tensão calculado a uma distância Δd do local estimado da falta.

$$V_{lim} = \left| \hat{V}_m^{falta} - Z_{L1} \cdot (d - \Delta d) \cdot \hat{I}_m^{falta} \right|$$
(5.4)

As grandezas da equação (5.4) foram definidas anteriormente, com exceção de Δd , que se refere ao valor utilizado como decremento de d, a distância da falta estimada pelo método baseado em impedância. A Figura 5.5 mostra o perfil de tensão até o local do defeito para dois casos de resistência de falta: (a) resistência de falta maior que zero (inclinação α_I); e (b) resistência de falta igual a zero (inclinação α_2). Observa-se que, para o mesmo valor de $d - \Delta d$, a utilização da equação (5.4) resulta em um valor de V_{lim} menor quanto menor o valor da resistência de falta (como desejado). Esta diminuição em V_{lim} é importante pois permite manter a proporção da ZTR para os diferentes valores de resistência de falta.

⁹ Em alguns casos, V_{lim} pode ser grande o suficiente a ponto de todo o alimentador compor a ZTR ou pequeno o suficiente a ponto de não haver ZTR, ou seja, não haver nenhuma barra com tensão menor que V_{lim} .



Figura 5.5 – Ilustração do conceito de limiar de tensão.

Conforme discutido em 5.2.1, a aproximação do perfil de tensão do sistema pela equação de uma reta com inclinação negativa é possível assumindo-se que o alimentador é homogêneo e que a corrente das cargas é desprezível em comparação à corrente de falta. No entanto, na prática, a eficácia da utilização desta equação é afetada pela heterogeneidade do alimentador e pela diferença entre a corrente medida na subestação e a corrente de falta (devido à existência das cargas). Como uma tentativa de diminuição desta influência, é possível ajustar um valor inicial de Δd e reajustá-lo conforme haja necessidade, sendo que este ajuste depende da quantidade de medidores de tensão dedicados à execução deste método de localização de defeitos.

A utilização deste limiar adaptativo depende da capacidade dos medidores de reportar o módulo de tensão medido. Em alguns casos, os medidores inteligentes podem possuir apenas a capacidade de reportar a ocorrência de interrupção (ON/OFF). Nestas situações, é possível utilizar o conceito das ZTRs, mas não é possível utilizar um limiar adaptativo. Contudo, nos casos em que os medidores são capazes de reportar o módulo de tensão a uma central de processamento de dados, o processo de obtenção das ZTRs torna-se mais completo visto que é possível ter acesso a mais informações relacionadas ao perfil de tensão ao longo do alimentador. Além destas duas funções, outra característica importante que deve ser considerada é a tensão mínima de operação do medidor (Apêndice A) porque abaixo deste valor as funções do medidor são interrompidas.

5.3 DESCRIÇÃO DO MÉTODO

Neste contexto, os passos do método baseado no mapeamento das zonas de tensão reduzida são dados a seguir.

- I. Aplicar um método baseado em impedância;
- II. Identificar os locais do alimentador associados à distância (d) encontrada com a aplicação do método em I;
- III. Filtrar os pontos obtidos em II considerando o espaço de busca do tipo de falta identificado na etapa de classificação (por exemplo, faltas trifásicas podem ocorrer apenas em ramos trifásicos);
- IV. Definir Δd . A escolha do valor de Δd é arbitrária, em princípio, sendo que este valor é alterado no passo VI, conforme necessário. No entanto, tal escolha pode ser baseada em valores típicos da resistência de falta e na quantidade de medidores instalados no sistema;
- V. Calcular a tensão limiar (V_{lim}) utilizando a equação (5.4):

$$V_{lim} = \left| \hat{V}_m^{falta} - Z_{L1} \cdot (d - \Delta d) \cdot \hat{I}_m^{falta} \right|;$$

- VI. Se V_{lim} é menor que a mínima tensão medida, incrementar Δd e recalcular V_{lim} até que ao menos um valor medido seja menor que V_{lim} . Caso contrário, se a ZTR não é estreita o suficiente, decrementar Δd e recalcular V_{lim} ;
- VII. Identificar o último medidor a montante cuja tensão medida é menor que V_{lim} ;
- VIII. Definir as barras localizadas a jusante do(s) medidor(es) selecionados em VII como ZTR(s). Nota: pode haver mais de uma ZTR;
 - IX. O local da falta é identificado como os pontos obtidos em III que estão localizados no interior ou a montante da ZTR.

5.4 EXEMPLO PASSO-A-PASSO

Um exemplo passo-a-passo do método proposto é apresentado nesta subseção. Considere o sistema de quatro barras da Figura 5.6 (tensão nominal: 12,47 kV).



Figura 5.6 – Sistema de quatro barras utilizado como exemplo ilustrativo.

A impedância equivalente por fase na barra 1 é (0,1000 + i0,5672) Ω (nível de curtocircuito de 90 MVA) e a impedância por comprimento de cada ramo é simétrica e dada por:

$$Z_{L}^{(abc)} = \begin{bmatrix} 0,1100+i0,3260 & 0,0570+i0,1250 & 0,0570+i0,1250 \\ 0,0570+i0,1250 & 0,1100+i0,3260 & 0,0570+i0,1250 \\ 0,0570+i0,1250 & 0,0570+i0,1250 & 0,1100+i0,3260 \end{bmatrix} \Omega / \text{km}$$

A impedância de sequência positiva de $Z_L^{(abc)}$ (Z_{LI}) é (0,0530 + *i*0,2010) Ω /km.

Uma falta trifásica com resistência de falta de 0,5 Ω é aplicada na barra 4. Após detectar e classificar a falta, o algoritmo de localização do defeito é iniciado.

Passo 1: Aplicar um método baseado em impedância.

Para uma resistência de falta igual a zero, os fasores de tensão e corrente medidos na subestação nas fases A e B são:

$$\hat{V}_{a}^{falta} = 4282,90 \angle -23,75^{\circ}V$$
, $\hat{V}_{b}^{falta} = 4282,90 \angle -143,75^{\circ}V$

$$\hat{I}_{a}^{falta} = 6433,74 \angle -52,26^{\circ} A$$
, $\hat{I}_{b}^{falta} = 6433,74 \angle -172,26^{\circ} A$

O método baseado em reatância é aplicado assumindo-se falta trifásica e o valor da distância da falta obtido é dado como segue.

$$Z_m = \frac{\hat{V}_a^{falta} - \hat{V}_b^{falta}}{\hat{I}_a^{falta} - \hat{I}_b^{falta}}$$

$$d = \frac{Im(Z_m)}{Im(Z_{L1})} = 1,58 \text{ km}$$

Passo 2: Identificar os pontos do alimentador associados com a distância (d) encontrada como resultado da aplicação do método baseado em impedância.

A distância calculada está associada às barras 3 e 4.

Passo 3: Filtrar os pontos obtidos em 2 considerando o espaço de busca do tipo de falta identificado na etapa de classificação (por exemplo, faltas trifásicas podem ocorrer apenas em seções trifásicas).

O curto-circuito envolve três fases e o sistema todo é composto por três fases. Então o espaço de busca continua sendo composto pelas barras 3 e 4.

Passo 4: Definir Δd . Considerar Δd igual a 0,30 km.

Passo 5: Calcular a tensão limiar (V_{lim}) utilizando a equação (5.4). $V_{\text{lim}} = \left| \hat{V}_a^{falta} - Z_{L1} \cdot (d - \Delta d) \cdot \hat{I}_a^{falta} \right| = 3,35 \text{ kV} (0,46 \text{ pu})$

Passo 6: Se a tensão mínima medida é maior que V_{lim} , incrementar Δd e recalcular V_{lim} até que ao menos um valor medido seja menor que V_{lim} . Caso contrário, se a ZTR não é estreita o suficiente, decrementar Δd e recalcular V_{lim} .

Assumindo-se que há um medidor instalado em cada barra do sistema, os valores medidos estão apresentados na Tabela 5.2.

Donno	Módulo de Tensão		
Darra	em kV	em pu	
2	4,20	0,58	
3	4,20	0,58	
4	3,22	0,44	

Tabela 5.2 - Medidas de tensão.

A mínima tensão medida é 0,44 pu e V_{lim} é maior que 0,44 pu.

Passo 7: Identificar o último medidor a montante cuja tensão medida é menor que V_{lim}.
O último medidor a montante associado à barra com modulo de tensão menor que V_{lim} está localizado na barra 4.

Passo 8: Definir as barras localizadas a jusante do(s) medidor(es) selecionados no Passo 7 como ZTR(s). Nota: pode haver mais de uma ZTR.

A ZTR é composta pela barra 4.

Passo 9: O local da falta é identificado como os pontos obtidos em 3 que estão localizados no interior ou a montante da ZTR.

De acordo com o resultado do algoritmo, d é igual a 1,58 km e a ZTR é composta pela barra 4. Portanto, o local do defeito é a barra 4.

5.5 ESTUDOS DE CASOS

Os estudos de casos apresentados nesta seção são baseados em dois alimentadores de distribuição reais. O primeiro sistema (Sistema 1) é um sistema de distribuição em 13,8 kV, 134 nós, com um total de carga de 7,06 MVA, conforme mostra a Figura 5.7 (mesmo sistema da Figura 4.2). O nó mais distante está localizado a 4,27 km da subestação. O segundo alimentador (Sistema 2, Figura 5.8) é baseado em um sistema georreferenciado da EPRI de 12,47kV, disponível como exemplo no software OpenDSS ([40]). Assumindo algumas simplificações o sistema possui 970 barras e 75 km de linha. Estes sistemas são os mesmos sistemas utilizados nos testes realizados nos métodos apresentados nas seções anteriores.



Figura 5.7 – Sistema de 134 barras.



Figura 5.8 – Sistema teste baseado em alimentador da EPRI (exemplo disponibilizado com o software OpenDSS).

Os estudos são focados em faltas monofásicas (tipo mais comum) e trifásicas (em geral, tipo mais severo) com resistências de falta de **0,0; 0,5; 5,0; 10,0** Ω . A representação do sistema real foi feita utilizando-se o software ATP e as cargas foram modeladas como impedância constante. Assumiu-se que o parâmetro Z_{L1} é a impedância de sequência positiva por comprimento do condutor predominante no sistema.

O conjunto de barras em que foram aplicadas as faltas e que foram utilizadas como espaço de busca em cada tipo de curto-circuito está apresentado no Apêndice B. Os estudos de caso foram divididos em:

- (a) Estudos quantitativos do método baseado em impedância;
- (b) Estudos qualitativos do método completo de localização de defeito.

Para os estudos quantitativos, um curto-circuito foi aplicado em cada barra do sistema e as distâncias mínima, média e máxima entre o local estimado do defeito e a verdadeira barra sob falta foram obtidos para os diferentes tipos de falta e métodos de localização de defeitos baseados em impedância. Os estudos qualitativos mostram diversos casos em que o método completo de localização de defeito é aplicado para localizar os diferentes tipos de falta. Nos resultados a seguir, para observar como as ZTRs podem auxiliar a localização do defeito, considera-se que todas as barras pertencentes ao espaço de busca possuem um medidor com capacidade de medição de tensão.

5.5.1 Estudos de Caso para o Sistema 1

Nesta subseção, os resultados para os estudos de caso quantitativos e qualitativos relacionados ao Sistema 1 serão apresentados.

Estudos quantitativos dos métodos baseados em impedância – Sistema 1

Para as análises quantitativas, curtos-circuitos monofásicos, 1¢, e trifásicos, 3¢, foram aplicados em um conjunto de barras do sistema. Então o erro foi obtido de acordo com a seguinte equação:

$$Erro = |distância real da falta - distância calculada da falta| (5.5)$$

em que as distâncias estão relacionadas à subestação 10 .

Os resultados para os métodos reatância, Takagi e Novosel são apresentados na Tabela 5.3, na Tabela 5.4 e na Tabela 5.5, respectivamente.

Tipo de curto-	Resistência de	Erro (m)		
circuito	falta (Ω)	Mínimo	Médio	Máximo
	0,0	0	42	116
1.6	0,5	0	53	115
Iφ	5,0	529	560	709
	10,0	553	604	828
	0,0	0	27	55
Зф	0,5	0	32	68
	5,0	343	533	625
	10,0	1217	1601	1736

Tabela 5.3 – Resultados das análises quantitativas para o método reatância aplicado ao Sistema 1.

Tabela 5.4 – Resultados das análises quantitativas para o método Takagi aplicado ao Sistema 1.

Tipo de curto-	Resistência de	Erro (m)			
circuito	falta (Ω)	Mínimo	Médio	Máximo	
	0,0	0	45	116	
1.6	0,5	0	30	81	
ſψ	5,0	470	566	825	
	10,0	993	1119	1586	
Зф	0,0	18	53	139	
	0,5	70	113	177	
	5,0	466	561	593	
	10,0	719	960	1011	

¹⁰ A utilização de distâncias relacionadas à subestação deve-se à falta de informação georreferenciada do Sistema 1.

Tipo de curto-	Resistência de	Erro (m)			
circuito	falta (Ω)	Mínimo	Médio	Máximo	
	0,0	0	46	116	
1.4	0,5	0	22	58	
Iφ	5,0	373	404	542	
	10,0	705	761	985	
Зф	0,0	22	62	136	
	0,5	108	137	211	
	5,0	378	673	752	
	10,0	540	1075	1250	

Tabela 5.5 – Resultados das análises quantitativas para o método Novosel aplicado ao Sistema 1.

Os resultados apresentados acima mostram que quanto maior o valor da resistência de falta, piores são os resultados dos métodos testados. Além disso, o desempenho do método Novosel foi o melhor para faltas monofásicas enquanto o desempenho do método Takagi foi o melhor para faltas trifásicas.

Estudos qualitativos dos métodos baseados em impedância – Sistema 1

Para os estudos qualitativos utilizando o Sistema 1, uma falta com resistência de falta de 0,5 Ω foi aplicada nas barras: 28, 72 e 119 (não simultaneamente). Os resultados da aplicação do método baseado em impedância são detalhados na Tabela 5.6.

Barra Distância		Distância calculada (km)						
sob	real da falta	Falta fase A-terra (1)		(1φ)	Fal	ta trifásica (3	3\$)	
falta	(km)	Reatância	Takagi	Novosel	Reatância	Takagi	Novosel	
28	2,00	1,92	1,95	1,97	2,05	2,13	2,17	
72	2,39	2,35	2,38	2,39	2,43	2,51	2,53	
119	2,51	2,47	2,50	2,51	2,54	2,62	2,65	

Tabela 5.6 – Resultados dos métodos baseados em impedância para $R_f = 0.5 \Omega$ – Sistema 1.

Os próximos resultados mostram faltas monofásicas, com resistência de falta de 0,5 Ω . Os pontos localizados a distância da falta estimada pelo método Takagi estão marcados com um "o" azul, o local da falta está marcado com um "x" verde enquanto as barras que fazem parte da zona de tensão reduzida estão marcadas com um "x" vermelho. Para este caso em particular, a tensão limiar foi 0,175 pu.



<u>Estudo de caso 1</u>: falta monofásica, com resistência de falta de 0,5 Ω , aplicada à **barra 28**

Figura 5.9 – Resultado do método completo para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada à barra 28.

O módulo de tensão em cada local de falta estimado é apresentado na Tabela 5.7, em que o mínimo valor de tensão está destacado. Neste caso, observa-se que a utilização da ZTR é útil para identificar o real local do defeito, entre os oito locais identificados com a aplicação do método baseado em impedância, marcados por círculos azuis.

Barra	Módulo de tensão (pu)
14	0,208
20	0,208
21	0,208
30	0,119
45	0,190
49	0,189
52	0,189
61	0,188

Tabela 5.7 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada à barra 28 ($V_{base} = 7.97$ kV).



Estudo de caso 2: falta monofásica, com resistência de falta de 0,5 Ω , aplicada à **barra 72**

Figura 5.10 – Resultado do método completo para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada à barra 72.

O módulo de tensão em cada local de falta estimado é apresentado na Tabela 5.8, em que o mínimo valor de tensão está destacado. Novamente, observa-se que a utilização da ZTR tornou possível identificar o real local do defeito, entre sete locais identificados com a aplicação do método baseado em impedância Takagi.

Barra	Módulo de tensão (pu)
51	0,165
55	0,165
60	0,165
72	0,111
79	0,148
88	0,148
89	0,148

Tabela 5.8 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada à barra 72 ($V_{base} = 7.97 \text{ kV}$)



Estudo de caso 3: falta monofásica, com resistência de falta de 0,5 Ω , aplicada à **barra**

Figura 5.11 – Resultado do método completo para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada à barra 119.

O módulo de tensão em cada local de falta estimado é apresentado na Tabela 5.9, em que o mínimo valor de tensão está destacado, novamente verifica-se que o problema de múltipla estimação pode ser resolvido com o uso da ZTR.

Barra	Módulo de tensão (pu)
75	0,166
82	0,150
91	0,135
119	0,108

Tabela 5.9 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada à barra 119 ($V_{base} = 7.97 \text{ kV}$)

Para os estudos qualitativos realizados no Sistema 1, constatou-se que a menor diferença entre o valor de módulo de tensão medido no local sob falta e nos outros locais indicados como candidatos a local sob falta foi de 2,7%. De acordo com as informações apresentadas no Apêndice A, é possível assumir que os medidores inteligentes possuem precisão de 0,5% e, portanto, na prática a utilização das ZTRs permite distinguir o local da falta.

5.5.2 Estudos de Caso para o Sistema 2

Nesta subseção, os resultados para os estudos de caso quantitativos e qualitativos relacionados ao Sistema 2 serão apresentados.

Estudos quantitativos dos métodos baseados em impedância - Sistema 2

Os resultados para os métodos reatância, Takagi e Novosel aplicados ao Sistema 2 são apresentados na Tabela 5.10, na Tabela 5.11 e na Tabela 5.12, respectivamente. A resistência de falta de 100,0 Ω foi simulada, mas novamente os métodos não foram suficientemente eficientes para localizar o defeito.

Tipo de curto- circuito	Resistência de	Erro (m)			
	falta (Ω)	Mínimo	Médio	Máximo	
1φ	0,0	0	109	587	
	0,5	47	161	628	
	5,0	0	172	814	
	10,0	113	940	1370	
3φ	0,0	0	351	1201	
	0,5	6	378	1336	
	5,0	3	541	1460	
	10,0	42	2012	3090	

Tabela 5.10 – Resultados das análises quantitativas para o método reatância aplicado ao Sistema 2.

Tipo de curto- circuito	Resistência de	Erro (m)			
	falta (Ω)	Mínimo	Médio	Máximo	
	0,0	0	113	560	
1.4	0,5	0	108	552	
Iψ	5,0	0	105	544	
	10,0	0	140	647	
Зф	0,0	0	338	1168	
	0,5	5	256	1136	
	5,0	10	554	887	
	10,0	5	1104	1550	

Tabela 5.11 – Resultados das análises quantitativas para o método Takagi aplicado ao Sistema 2.

Tabela 5.12 – Resultados das análises quantitativas para o método Novosel aplicado ao Sistema 2.

Tipo de curto-	Resistência de		Erro (m)				
circuito	falta (Ω)	Mínimo	Médio	Máximo			
	0,0	0	116	547			
1.4	0,5	0	100	515			
Iψ	5,0	0	237	626			
	10,0	3	402	772			
3φ	0,0	0	344	1170			
	0,5	0	225	1149			
	5,0	31	817	1418			
	10,0	18	1432	2282			

Para estes testes, o desempenho obtido para o método Takagi foi melhor que para os métodos reatância e Novosel.

Estudos qualitativos dos métodos baseados em impedância - Sistema 2

O segundo conjunto de resultados é apresentado para o Sistema 2. Os pontos marcados com "o" azul representam os resultados do método baseado em impedância. Os pontos marcados com "*" vermelho representam a zona de tensão reduzida (ZTR) e o ponto em verde indicado por uma seta é o real local do defeito.

Três locais foram escolhidos para estes estudos e os resultados dos métodos baseados em impedância para faltas monofásicas com resistência de falta de 0,5 Ω estão apresentados na Tabela 5.13.

Barra sob falta		Distância calculada (km)					
		Falta fase A-terra (1¢)			Falta trifásica (3¢)		
falta	(km)	Reatância	Takagi	Novosel	Reatância	Takagi	Novosel
1	2,68	2,61	2,61	2,60	2,41	2,38	2,32
2	5,33	5,15	5,15	5,12	4,65	4,59	4,39
3*	5,37	5,25	5,21	5,12	-	-	-

Tabela 5.13 – Resultados dos métodos baseados em impedância para $R_f = 0.5 \Omega$ – Sistema 2.

* - local 3 pertence a um ramo monofásico.

<u>Estudo de caso 1</u>: falta monofásica, com resistência de falta de 0,5 Ω , e trifásica, com resistência de falta de 0,5 Ω , aplicada ao **Local 1**

O resultado do método completo de localização de defeito para uma falta monofásica com resistência de falta (R_f) de 0,5 Ω aplicada ao Local 1 (ponto em verde, indicado pela seta) está apresentado na Figura 5.12, em que se pode verificar que o método baseado em impedância indica 7 locais diferentes.



Figura 5.12 – Resultados de localização de uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada ao Local 1.

A Tabela 5.14 mostra o módulo de tensão em cada barra localizada a distância estimada do local da falta para uma falta monofásica com resistência de falta de 0,5 Ω , a qual pode ser em-

pregada para discriminar as múltiplas indicações do método baseado em impedância, fornecendo o local correto.

Local estimado da falta	Módulo de tensão (pu)
1	0,171
2	0,236
3	0,365
4	0,365
5	0,363
6	0,365
7	0,365

Tabela 5.14 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ no Local 1 ($V_{base} = 7.20$ kV).

O resultado do método completo de localização de defeito para uma falta trifásica com resistência de falta (R_f) de 0,5 Ω aplicada ao Local 1 (ponto em verde, indicado pela seta) está apresentado na Figura 5.13. Novamente, o método Takagi indica múltiplas áreas.



Figura 5.13 – Resultados de localização de uma falta trifásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada ao Local 1.

A Tabela 5.15 mostra o módulo de tensão em cada barra localizada a distância estimada do local da falta para uma falta trifásica com resistência de falta de 0,5 Ω , indicando a área correta.

Local estimado da falta	Módulo de tensão (pu)
1	0,238
2	0,359
3	0,360
4	0,359

Tabela 5.15 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para uma falta trifásica com $R_f = 0.5 \Omega$ no Local 1 ($V_{base} = 7.20$ kV).

Resultados semelhantes foram obtidos para faltas monofásicas com resistência de falta de 5,0 e 10,0 Ω . Para faltas trifásicas com resistência de falta de 5,0 ou mais, o método não permitiu que este defeito fosse localizado com êxito por causa do baixo desempenho do método baseado em impedância empregado.

<u>Estudo de caso 2</u>: falta monofásica, com resistência de falta de 0,5 Ω e 5,0 Ω , e trifásica, com resistência de falta de 5,0 Ω , aplicada ao **Local 2**

O resultado do método completo de localização de defeito para uma falta monofásica com resistência de falta (R_f) de 0,5 Ω aplicada ao Local 2 (ponto em verde, indicado pela seta) está apresentado na Figura 5.14.



Figura 5.14 – Resultados de localização de uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada ao Local 2.

A Tabela 5.16 mostra o módulo de tensão em cada barra localizada a distância estimada do local da falta para uma falta monofásica com resistência de falta de 0,5 Ω , resolvendo o problema de múltipla estimação.

Local estimado da falta	Módulo de tensão (pu)
1	0,114
2	0,135
3	0,545
4	0,545

Tabela 5.16 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ no Local 2 ($V_{base} = 7.20$ kV).

O resultado do método completo de localização de defeito para uma falta monofásica com resistência de falta (R_f) de 5,0 Ω aplicada ao Local 2 (ponto em verde, indicado pela seta) está apresentado na Figura 5.15.



Figura 5.15 – Resultados de localização de uma falta monofásica com $R_f = 5,0 \Omega$ aplicada ao Local 2.

A Tabela 5.17 mostra o módulo de tensão em cada barra localizada a distância estimada do local da falta para uma falta monofásica com resistência de falta de 5,0 Ω , indicando o local correto da falta.

Local estimado da falta	Módulo de tensão (pu)
1	0,652
2	0,789
3	0,789

Tabela 5.17 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para uma falta monofásica, $R_f = 5,0 \Omega$ no Local 2 ($V_{base} = 7,20$ kV).

O resultado do método completo de localização de defeito para uma falta trifásica com resistência de falta (R_f) de 5,0 Ω aplicada ao Local 2 (ponto em verde, indicado pela seta) está apresentado na Figura 5.16.



Figura 5.16 – Resultados de localização de uma falta trifásica com $R_f = 5,0 \Omega$ aplicada ao Local 2.

A Tabela 5.18 mostra o módulo de tensão em cada barra localizada a distância estimada do local da falta para uma falta trifásica com resistência de falta de 5,0 Ω , em que o local 1 pode ser claramente diferenciado do local 2.
Local estimado da falta	Módulo de tensão (pu)
1	0,198
2	0,509

Tabela 5.18 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para uma falta trifásica com $R_f = 5,0 \Omega$ no Local 2 ($V_{base} = 7,20$ kV).

Estudo de caso 3: falta monofásica, com resistência de falta de 0,5 Ω e 10,0 Ω , aplicada ao **Local 3**

Por fim, os resultados para uma falta monofásica no Local 3 com resistências de falta de 0,5 e 10,0 Ω são apresentados em Figura 5.17 e Figura 5.18, respectivamente. A Tabela 5.19 e a Tabela 5.20 mostram o módulo da tensão em cada barra localizada a distância estimada do local do defeito para cada caso, respectivamente. Em ambas as situações a metodologia proposta soluciona o problema de múltipla estimação característicos dos métodos baseados em impedância em redes com derivações.



Figura 5.17 – Resultados de localização de uma falta monofásica com $R_f = 0.5 \Omega$ aplicada ao Local 3.

Local estimado da falta	Módulo de tensão (pu)
1	0,097
2	0,309
3	0,636

Tabela 5.19 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para uma falta monofásica, $R_f = 0.5 \Omega$ no Local 3 ($V_{base} = 7.20$ kV).



Figura 5.18 – Resultados de localização de uma falta monofásica com $R_f = 10,0 \Omega$ aplicada ao Local 3.

Tabela 5.20 – Módulo de tensão nas barras localizadas pelo método baseado em impedância para uma falta monofásica, $R_f = 10,0 \Omega$ no Local 3 ($V_{base} = 7,20$ kV).

Local estimado da falta	Módulo de tensão (pu)
1	0,769
2	0,795
3	0,877

5.6 INFLUÊNCIA DA QUANTIDADE E ALOCAÇÃO DE MEDIDORES

O método de localização de defeitos proposto baseia-se em medidores de tensão instalados ao longo do alimentador. Uma elevada quantidade de medidores pode resultar em melhor desempenho do método, pois as ZTRs são obtidas pela comparação dos valores de tensão medidos e um valor limiar de tensão. Contudo, a escolha de quantos medidores devem ser dedicados a este método depende de diversos fatores, tais como: (a) limitações econômicas, ou seja, quanto a concessionária está disposta a investir em medidores dedicados à localização de defeitos e outras aplicações, e (b) limitações técnicas associadas ao valor máximo de dados transmitidos e processados.

Baseado no perfil de tensão ao longo do caminho da falta e na topologia radial dos sistemas de distribuição, pode-se assumir que os menores valores de módulo de tensão são encontrados a jusante do local do defeito. Portanto, medidores conectados no final dos ramos ajudam a distinguir o mais provável local sob falta, entre os locais indicados pelo método baseado em impedância. Por exemplo, os medidores M_1 , M_2 , M_3 , M_6 e M_7 na Figura 5.19 auxiliam a identificar o local da falta ($d = d_4$). Enquanto os medidores em série ajudam a aproximar a ZTR do local do defeito, como mostrado na Figura 5.19 em que a *ZTR 1* representa o caso em que os medidores M_4 e M_5 não estão instalados e a *ZTR 2* representa a situação com todos os medidores.



Figura 5.19 - Ilustração do impacto da alocação dos medidores no método de localização de defeitos proposto.

A escolha de alocação de um medidor no final do ramo é explorada a seguir. Assumindose que a relação impedância por comprimento ao longo do alimentador é a mesma (Z_{L1} constante) e não há cargas conectadas no sistema ($I_{falta} >> I_{carga}$), para a falta indicada na Figura 5.20, a diferença na tensão medida pelos medidores é dada pela equação (5.10).



Figura 5.20 – Medições redundantes de tensão.

$$V_{M1} = \left| \hat{V}_m^f - Z_{L1} \cdot (d_1 + d_2) \cdot \hat{I}_{falta} \right|$$
(5.6)

$$V_{M2} = \left| \hat{V}_{m}^{f} - Z_{L1} \cdot (d_{1}) \cdot \hat{I}_{falta} \right|$$
(5.7)

$$\Delta V = V_{M1} - V_{M2} = \left| Z_{L1} \cdot (d_2) \cdot \hat{I}_{falta} \right|$$
(5.8)

$$\hat{I}_{falta} = \frac{1}{Z_{L1} \cdot (d_1 + d_2) + R_f} \cong \frac{1}{Z_{L1} \cdot (d_1 + d_2)}$$
(5.9)

$$\Delta V = V_{M1} - V_{M2} = \left| Z_{L1} \cdot \left(d_2 \right) \cdot \frac{1}{Z_{L1} \cdot \left(d_1 + d_2 \right)} \right| = \frac{d_2}{\left(d_1 + d_2 \right)} = \frac{1}{\left(\frac{d_1}{d_2} + 1 \right)}$$
(5.10)

Se pelo contrário a falta ocorresse próximo ao medidor M₂:

$$\Delta V = V_{M1} - V_{M2} = \frac{1}{\left(\frac{d_1}{d_3} + 1\right)}$$
(5.11)

Como resultado, a máxima diferença possível entre as tensões medidas pelos medidores $M_1 e M_2$ está relacionada à máxima distância entre $d_2 e d_3 (\Delta V = \Delta V_{max} = \max(d_2, d_3))$. Portanto, se $d_2 e d_3$ são suficientemente pequenos, ΔV pode ser insignificante. Consequentemente, uma solução razoável consiste em instalar os medidores no final dos ramos mais longos. Outra consideração importante é que ramos longos estão mais sujeitos à incidência de curtos-circuitos (por causa da extensão). Além dos ramos longos, é razoável instalar os medidores ou escolher os medidores instalados no final dos ramos aéreos próximos a árvores ou a locais em que queimadas são realizadas com frequência por também serem mais suscetíveis à ocorrência de curtos-circuitos.

A seguir, um breve estudo de sensibilidade será apresentado para explorar o desempenho do método para diferentes quantidade e alocações de medidores. O desempenho do método foi avaliado pela classificação dos resultados em "bem sucedidos" e "mal sucedidos". Resultados bem sucedidos são os resultados que satisfazem duas condições:

- 1. A falta foi localizada com uma distância linear de até 500 m do real local do defeito;
- A quantidade de locais indicados pelo algoritmo como possíveis locais de ocorrência do curto-circuito é menor do que a quantidade indicada pelo método baseado em impedância.

O método Takagi foi utilizado como o método baseado em impedância.

Diferentes configurações de alocação de medidores bem como faltas trifásicas e monofásicas foram analisadas. Cada tipo de falta foi aplicado em 120 barras ao longo do Sistema 2, conforme mostrado na Figura 5.21.



Figura 5.21 - Barras utilizadas nos estudos.

o Diferentes quantidades e alocações de medidores

Os medidores podem ser trifásicos, bifásicos ou monofásicos. Medidores monofásicos auxiliam na obtenção da ZTR nos casos em que a falta envolve a fase em que ele está instalado. Tais medidores não são úteis no caso de ocorrência de faltas que não envolvem a fase monitorada. Com o objetivo de observar o impacto da alocação dos medidores, os primeiros estudos são baseados em duas configurações:

- Configuração 1 10 medidores inteligentes alocados no Sistema 2 (sem restrição de fase, ou seja, os medidores podem ser alocados em barras monofásicas, bifásicas ou trifásicas);
- Configuração 2 10 medidores inteligentes alocados em ramos trifásicos do Sistema 2.

A Figura 5.22 mostra onde os medidores foram alocados para cada configuração.



Figura 5.22 – Alocação de 10 medidores ao longo do Sistema 2.

A taxa de sucesso de cada configuração é apresentada na Tabela 5.21.

Tipo de curto-	Resistência de	Taxa de sucesso (%)			
circuito	falta (Ω)	Configuração 1	Configuração 2		
	0,0	51,67	61,67		
1φ	0,5	51,67	63,33		
	5,0	48,33	56,67		
	10,0	45,83	53,33		
	0,0	81,67	80,83		
3φ	0,5	83,33	82,50		
	5,0	33,33	35,83		
	10,0	1,67	1,67		

Tabela 5.21 – Resultados para diferentes alocações de medidores no Sistema 2.

Observa-se que a diferença nos resultados obtidos com a Configuração 1 comparados com os resultados obtidos com a Configuração 2 é maior para faltas monofásicas que para faltas trifásicas. O motivo é que embora a Configuração 1 esteja associada à mesma quantidade de medidores que na Configuração 2, apenas 5 deles podem ser utilizados nas faltas monofásicas (nestes

casos, fase A-terra) pois os outros 5 medidores estão alocados em fases não envolvidas nas faltas (fases B e/ou C).

Os próximos estudos foram baseados nas seguintes configurações:

- Configuração 2 10 medidores inteligentes alocados em ramos trifásicos do Sistema 2.
- Configuração 3 5 medidores inteligentes alocados em ramos trifásicos do Sistema 2.
- Configuração 4 15 medidores inteligentes alocados em ramos trifásicos e ramos monofásicos (fase A) do Sistema 2.

A Figura 5.23 mostra onde os medidores foram alocados para cada configuração.



Figura 5.23 – Alocação de diferentes quantidades de medidores ao longo do Sistema 2.

A taxa de sucesso de cada configuração é apresentada na Tabela 5.22.

Tipo de curto-	Resistência de	Taxa de sucesso (%)				
circuito	falta (Ω)	Configuração 2	Configuração 3	Configuração 4		
	0,0	61,67	60,83	85,00		
1φ	0,5	63,33	62,50	85,83		
	5,0	56,67	56,67	82,50		
	10,0	53,33	53,33	79,17		
	0,0	80,83	80,83	80,83		
2.4	0,5	82,50	82,50	82,50		
3φ	5,0	35,83	35,83	35,00		
	10,0	1,67	1,67	2,50		

Tabela 5.22 – Resultados para a alocação de diferentes quantidades de medidores no Sistema 2.

Os resultados da Tabela 5.22 mostram que o impacto da diferente quantidade de medidores na taxa de sucesso para faltas trifásicas não foi significativo. Quanto às faltas monofásicas fase A-terra, a diferença dos resultados obtidos pela Configuração 2 e pela Configuração 3 é pequena porque os 5 medidores da Configuração 3 são os medidores instalados mais a jusante da Configuração 2 (os mais importantes no processo de localização de defeitos utilizando o conceito de ZTR). Contudo, a diferença entre os resultados obtidos com as Configurações 2 e 4 é considerável porque todos os 15 medidores da Configuração 4 são instalados na fase A ou nas três.

5.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

Esta seção apresentou um método de localização de defeitos para sistemas de distribuição que explora algum método baseado em impedância e a capacidade de monitoramento de tensão de medidores inteligentes. O método pode ser implantado no Gerenciamento do Sistema de Distribuição e/ou em relés digitais instalados na subestação. A aplicação de um método baseado em impedância resulta em um valor estimado de distância da falta a partir da subestação. Por causa da topologia dos sistemas de distribuição e pelo fato da estimação da impedância ser realizada na subestação, esta distância pode estar associada a mais de um local do alimentador. Portanto, o conceito de Zonas de Tensão Reduzida (ZTR) foi introduzido para indicar o local mais provável da falta entre os locais indicados pelo método de impedância. As ZTRs são obtidas pela identificação da região cujo módulo de tensão é menor que um valor limiar.

O principal desafio da aplicação do conceito de ZTR é a definição deste limiar de tensão (V_{lim}) que define a fronteira destas zonas. É desejável que este valor não seja fixo, pois quanto maior o valor da resistência de falta e do mínimo módulo de tensão medido, menor a diferença entre os valores de módulo de tensão medidos e, consequentemente, maior será a ZTR. Para estreitar a ZTR, permitindo uma melhor identificação do local do defeito, um limiar adaptativo foi proposto.

Aplicou-se a metodologia completa em dois sistemas de distribuição reais e alguns estudos de caso foram apresentados. Os resultados mostram que:

- 1. O método baseado em impedância é eficiente na maioria dos casos apresentados, com exceção de faltas trifásicas com resistência de falta de 10,0 Ω ou mais (e diversos casos com resistência de falta de 5,0 Ω)¹¹;
- O conceito de ZTR pode ser aplicado com sucesso para melhorar o desempenho do método baseado em impedância na localização do defeito;
- 3. Estudos mais aprofundados são necessários para definir, por exemplo:
 - a. Eficientes valores de incremento Δd ;
 - b. Quantos medidores devem ser dedicados ao processo de localização do defeito;
 - c. Como diferentes quantidades de medidores e alocação influenciam o desempenho do método.

Ressalta-se que outra opção para se obter a ZTR consiste em explorar a capacidade dos medidores inteligentes reportarem interrupção, ou seja, neste caso não é necessário informar o valor da tensão, apenas se está alimentado ou não. Neste caso, o valor de V_{lim} é fixo e, em geral, o desempenho do método pode ser pior. Se esta for a opção a ser adotada, um estudo pode ser realizado para definir o valor de V_{lim} a ser ajustado no medidor (caso haja esta possibilidade). Este estudo pode ser baseado nos valores típicos de resistência de falta para o alimentador em questão.

 $^{^{11}}$ Valores de resistência de falta de até 100 Ω foram testados.

6 CONCLUSÕES

Por muito tempo, os sistemas de distribuição ficaram conhecidos pelo baixo grau de monitoramento e controle. Na maioria dos alimentadores, por exemplo, existe medição apenas na subestação. Contudo, os crescentes avanços tecnológicos em comunicação e medição têm transformado a realidade dos sistemas de distribuição, permitindo o acesso a informações variadas sobre o sistema. A exploração destas informações possibilita a integração de novas funções de gerenciamento dos sistemas de distribuição, atribuindo maior valor aos investimentos em infraestruturas de comunicação e medição. Portanto, este trabalho investigou três métodos de localização de defeitos dedicados a sistemas de distribuição, baseados na utilização de valores de tensão provenientes de medidores inteligentes instalados ao longo do alimentador. A escolha do método mais apropriado para cada alimentador depende da quantidade de medidores de tensão instalados. A análise destes métodos mostra que a baixa quantidade de medidores pode ser suprida pela utilização de um método mais elaborado, de maior complexidade.

O primeiro método estudado é baseado na *correspondência de valores de tensão*, o segundo é baseado na *correspondência da corrente de falta* e o terceiro é baseado no *mapeamento das zonas de tensão reduzida*. As contribuições relacionadas ao primeiro método foram incrementais, como por exemplo, proposta de um método de refinamento dos resultados, teste da metodologia em alimentadores de grande porte, proposta de um método simples para a alocação dos medidores de tensão em alimentadores de grande porte, estudo do impacto de erros de medição no desempenho do método. O método mostrou-se robusto e apresentou bons resultados em redes de grande porte. O segundo e o terceiro método são contribuições deste trabalho.

Para os casos estudados, observou-se que em condições ideais o método baseado na correspondência de valores de tensão pode ser mais preciso que os outros dois além de utilizar de poucas medidas de tensão, no entanto, a complexidade é consideravelmente maior por necessitar de vários cálculos de fluxo de potência. Este método necessita do conhecimento dos parâmetros elétricos da rede. O segundo método é baseado na teoria de cálculo de curto-circuito, necessita de mais medidas que o primeiro e também utiliza os parâmetros elétricos da rede. Por fim, o terceiro método é o que emprega mais medidas de tensão, no entanto, destacam-se as vantagens de não depender dos parâmetros da rede, ser o mais simples dos três e apresentar resultados satisfatórios para valores baixos de resistência de falta. Métodos baseados em impedância que levem a resultados mais precisos podem ser utilizados para a obtenção de resultados melhores diante de valores maiores de resistência de falta. Conforme é possível observar, com a inclusão de uma maior quantidade de medidas de tensão foi possível simplificar a técnica de localização de defeitos empregada.

A seguir, uma tabela comparando as principais características de cada método é apresentada. Seguindo a mesma ordem de apresentação dos métodos ao longo desta tese, o Método 1 refere-se ao primeiro método investigado, baseado na *correspondência de valores de tensão*, o Método 2 é o método baseado na *correspondência da corrente de falta* e o Método 3 é baseado no *mapeamento das zonas de tensão reduzida*.

	Tipo de medida utilizada	Quantidade de medidores	Precisão dos resul- tados	Complexidade
Método 1	Módulo de tensão	Baixa	Alta	Alto
Método 2	Módulo ou fasor de tensão	Média	Alta	Médio
Método 3	Módulo de tensão	Alta	Média	Baixo

Tabela 6.1 – Tabela comparativa dos métodos investigados.

Como continuação deste trabalho, destaca-se a possibilidade de estudar o impacto e a adequação de cada método para considerar a presença de geração distribuída nas redes.

7 BIBLIOGRAFIA

- M. M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski, *Fault Location on Power Networks*, Springer, London 2010, 425 p.
- [2] F. Bittencourt, *Medidores inteligentes de energia*, Termômetro Global Blog Exame [On-line]. Disponível em: http://exame.abril.com.br/rede-de-blogs/termometro-global/2012/08/06/medidores-inteligentes-de-energia/. [Mai. 2013].
- [3] R. A. F. Pereira, "Localização de Faltas em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica Usando Medições Esparsas de Tensões," Tese de Doutorado, FEIS/UNESP, 2008.
- [4] F. C. L. Trindade, W. Freitas, J. C. M. Vieira, "Fault Location in Distribution Systems Based on Smart Feeder Meters," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. PP, no.99, pp.1 [Online]. Disponível em http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4359248>.
- [5] R. Das, "Determining the location of faults in distribution systems," *PhD Thesis*, University of Saskatchewan, Saskatchewan, Saskatoon, 1998.
- [6] S. P. Valsan, K.S. Swarup, "Wavelet transform based digital protection for transmission lines," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, Issues 7-8, pp. 379-388, Sep. 2009.
- [7] R. H. Salim, "Detecção de Faltas em Sistemas de Distribuição Utilizando a Transformada Wavelet," Projeto de Diplomação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, 2006.
- [8] W. H. Kwon, G. W. Lee, Y. M. Park, M. C. Yoon, M. Ho Yoo, "High impedance fault detection utilizing incremental variance of normalized even order harmonic power," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.6, no.2, pp.557-564, Apr. 1991.
- [9] H. J. Koglin, T. Lobos, "Recognition of arcing faults on transmission lines using a neural network," in *Proceedings of 12th Power System Computations Conference - PSCC*, Dresden, pp. 688-693, 2006.
- [10] J. Mora-Florez, J. Melendez, G. Carrillo-Caicedo, "Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, Issue 4, pp. 657-666, Apr. 2008.

- [11] C.-L. Su and J.-H. Teng, "Outage costs quantification for benefit-cost analysis of distribution automation systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 29, pp. 767-774, Dec. 2007.
- [12] CIRED WG03, "Fault management in electrical distribution systems," Final report of the CIRED Working Group WG03 Fault Management [Online]. Disponível em: http://www.cired.be/WG03-Final%20Report.pdf> [Jan. 2012].
- [13] P. Deepal Rodrigo, A. Pahwa, J. E. Boyer, "Location of outages in distribution systems based on statistical hypotheses testing," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.11, no.1, pp.546-551, Jan. 1996.
- [14] S. T. Mak, "A Synergistic Approach to Using AMR and Intelligent Electronic Devices to Determine Outages in a Distribution Network," in 2006 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, PS '06, vol., no., pp.447-453, 14-17, Mar. 2006.
- [15] M. Kezunovic, "Smart Fault Location for Smart Grids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol.2, no.1, pp.11-22, Mar. 2011.
- [16] S. Lotfifard, M. Kezunovic, M. J. Mousavi, "Voltage Sag Data Utilization for Distribution Fault Location," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.26, no.2, pp.1239-1246, Apr. 2011.
- [17] Z. Galijasevic, A. Abur, "Fault location using voltage measurements," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.17, no.2, pp.441-445, Apr. 2002.
- [18] S. M. Brahma, "Fault Location in Power Distribution System with Penetration of Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.26, no.3, pp.1545-1553, July 2011.
- [19] A. K. Pradhan, A. Routray, "Applying distance relay for voltage sag source detection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.20, no.1, pp. 529- 531, Jan 2005.
- [20] T. Tayjasanant, Chun Li, W. Xu, "A resistance sign-based method for voltage sag source detection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.20, no.4, pp. 2544- 2551, Oct. 2005.
- [21] A. C. Parsons, W. M. Grady, E. J. Powers, J. C. Soward, "A direction finder for power quality disturbances based upon disturbance power and energy," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.15, no.3, pp.1081-1086, Jul. 2000.

- [22] B. Wang, W. Xu, Z. Pan, "Voltage sag state estimation for power distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, no.2, pp. 806-812, May 2005.
- [23] L. Garcia-Santander, P. Bastard, M. Petit, I. Gal, E. Lopez, H. Opazo, "Down-conductor fault detection and location via a voltage based method for radial distribution networks," *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol.152, no.2, pp. 180-184, Mar. 2005.
- [24] 2013 Fault Indicators and Sensors Product Catalog. [Online]. Disponível em http://www.selinc.com/FCI/FaultIndicatorsandSensors/>. [Jun. 2013].
- [25] K. D. Lee, "Home monitoring device enhances reliability timely restoration is accomplished using enhanced outage data". [Online]. Disponível em: http://tdworld.com/mag/ power_home_monitoring_deviceenhances/>. [Jun. 2013].
- [26] Sensus. TVM Line monitor documentation. [Online]. Disponível em: <http://sensus.com/ web/usca/product?division_id=electric&product_line_id=distribution-automation-solutions &product_id=tvm >. [Mai. 2013].
- [27] T. A. Short, D. D. Sabin, M. F. McGranaghan, "Using PQ Monitoring and Substation Relays for Fault Location on Distribution Systems," in 2007 IEEE Rural Electric Power Conference, pp.B3-B3-7, 6-8, May 2007.
- [28] M. Tremblay et al., "Accurate Fault-Location technique based on Distributed Power-Quality Measurements," in 19th International Conference on Electricity Distribution. CIRED, Vienna, pp. 21-24, May 2007.
- [29] T. Short, J. Kim, C. Melhorn, "Update on distribution system fault location technologies and effectiveness," in *The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 2, CIRED 2009*, pp.1-12, 8-11, June 2009.
- [30] D. D. Sabin, A. R. Dettloff, "Overview of an Automatic Subtransmission Fault Location System at DTE Energy," in 2012 IEEE Power & Energy Society General Meeting.
- [31] R. A. F. Pereira, L. G. W. da Silva, J. R. S. Mantovani, "Algoritmo baseado em afundamentos de tensão para localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia elétrica," *Sba Controle & Automação*, Natal, v. 19, n. 3, Set. 2008.
- [32] R. A. F. Pereira, L. G. W. da Silva, M. Kezunovic, J. R. S. Mantovani, "Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags," *IEEE Transactions Power Delivery*, vol.24, no.2, pp.852-862, Apr. 2009.

- [33] C. S. Cheng, D. Shirmohammadi, "A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, no.2, pp.671-679, May 1995.
- [34] R. Linden, Técnicas de Agrupamento. [Online]. Disponível em: http://www.fsma.edu. br/si/edicao4/FSMA_SI_2009_2_Tutorial.pdf>. [Jun. 2012].
- [35] E. C. Senger, G. Manassero, C. Goldemberg, E. L. Pellini, "Automated fault location system for primary distribution networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.20, no.2, pp.1332,1340, April 2005.
- [36] Grupo de Eletricidade Atmosférica Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).
 [Online]. Disponível em: http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/relampagos.
 e.efeitos/sistema.eletrico.php>. [Mai. 2012].
- [37] K. P. Naccarato, "Monitoramento de Descargas Atmosféricas". Grupo de Eletricidade Atmosférica – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). [Online]. Disponível em: <http://www.inpe.br/webelat/nucleo/docs/Nucleo_Monitoramento_Descargas_Atmosferica s.pdf>. [Mai. 2012].
- [38] G. Held, A. M. Gomes, K. P. Naccarato, "Estrutura e comportamento de tempestades supercélulas no Estado de São Paulo, Brasil". XVI Congresso Brasileiro de Metrologia. [Online]. Disponível em: http://www.cbmet2010.com/anais/artigos/482_39573.pdf>. [Mai. 2012].
- [39] K. C. Lima, R. G. Gomes, "Detecção de descargas elétricas atmosféricas em sistemas convectivos com dados do SIMEPAR," *Revista Brasileira de Geofísica*, vol.27, n.1, pp. 5-16. 2009.
- [40] OpenDSS Program Guide. [Online] Disponível em: http://sourceforge.net/projects/ electricdss/> [Jan. 2013].
- [41] Dados do sistema teste. [Online] Disponível em: <http://www.dsee.fee.unicamp.br/ ~fernanda/testsystem/templateTESE.atp>
- [42] Canadian/American EMTP users Group, *Alternative Transients Program* (ATP), Rule Book, Portland, Oregon, 1992.
- [43] W. Luan, "Low Cost Feeder Monitoring Solution in Support of Utility Operations," CIGRE Conference on Power Systems, Vancouver, 2010.

- [44] Jun Zhu, D. L. Lubkeman, A. A. Girgis, "Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.12, no.2, pp.801-809, Apr 1997.
- [45] L. Yang, C. Springs, "One terminal fault location system that corrects for fault resistance effects," US Patent number 5,773,980, Jun. 30, 1998.
- [46] A. A. Girgis, C. M. Fallon, D. L. Lubkeman, "A fault location technique for rural distribution feeders," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol.29, no.6, pp.1170-1175, Nov/Dec 1993.
- [47] R. K. Aggarwal, Y. Aslan, A. T. Johns, "New concept in fault location for overhead distribution systems using superimposed components," *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol.144, no.3, pp.309-316, May 1997.
- [48] T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamaura, R. Kondow, T. Matsushima, "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.PAS-101, no.8, pp.2892-2898, Aug. 1982.
- [49] D. Novosel, D. Hart, Hu Y et al., "System for locating faults and estimating fault resistance in distribution networks with tapped loads," US Patent number 5,839,093, Nov. 17, 1998.
- [50] GE i210 smart meters brochure [Online]. Disponível em: http://www.gedigital energy.com/products/brochures/I210_Family.pdf> [Jan. 2013].
- [51] Itron OpenWay[®] Centron[®] smart meters brochure [Online]. Disponível em: https://www.itron.com/na/productsAndServices/Pages/OpenWay%20CENTRON.aspx [Jan., 2013].
- [52] Landis+Gyr FOCUS AX smart meters manual [Online]. Disponível em: <http://www.landisgyr.com/na/en/pub/products_na.cfm?eventProducts=products.ProductD etails&ID=239&catID=32> [Jan. 2013].
- [53] Elster AS220 electronic meter flyer [Online]. Disponível em <http://www.elster metering.com/downloads/AS220_Flyer_E.pdf> [Jan. 2013].
- [54] Echelon ANSI 2S smart meters data sheet [Online]. Disponível em: http://www.echelon.com/products/smart-meters/docs/ANSI_2s.pdf> [Jan. 2013].
- [55] Sensus iCONTM A (Gen3) electric meter data sheet [Online]. Available: <http://sensus.com/documents/10157/32597/iCon_A-datasheet.pdf> [Feb. 2012].

- [56] GE Energy, products & services metering: smart meters [Online]. Disponível em: http://www.gedigitalenergy.com/meters.htm> [Jan. 2013].
- [57] C. Halliday, "Network monitoring and smart meters" [Online]. Disponível em: http://www.elect.com.au/Attachments/Network%20Monitoring%20and%20Smart%20Meters.pdf> [Jan. 2013].
- [58] PowerCentsDC Smart Meter Pilot Program. [Online] Disponível em: <http://www.power centsdc.org/> [Jan. 2013].
- [59] T. Solvang, L. Aleixo and H. Seljeseth, "Power Quality Measurement Capabilities of "Smart" Energy Meters". *International Conference on Renewable Energies and Power Quality* (ICREPQ'10), Granada, Spain, March, 2010.

APÊNDICES

APÊNDICE A – CAPACIDADE DE MONITORAMENTO DE TENSÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES

Este trabalho de doutorado está relacionado a métodos que utilizam medidas de tensão obtidas ao longo do alimentador para auxiliar no processo de localização de defeitos em alimentadores de distribuição. Com os recentes avanços tecnológicos, novas funções têm sido integradas aos medidores de energia tradicionais, que originalmente eram utilizados apenas para medição do consumo, permitindo o acesso a informações adicionais como flutuações de tensão e interrupção de energia em tempo real ou quase real. Com o aumento destas funcionalidades e a possibilidade de comunicação de dados, maior valor pode ser atribuído a estes medidores, que passaram a ser denominados medidores inteligentes.

A possibilidade e o modo de integração de medidores a funções de monitoramento e controle de sistemas de distribuição dependem de quais informações estes medidores são capazes de fornecer. No âmbito dos métodos de localização de defeitos tratados neste trabalho, a capacidade de monitorar e reportar interrupção de energia e módulo de tensão é a característica mais importante. A Tabela A.1 mostra uma análise dos medidores inteligentes mais comuns da América do Norte. Portanto apenas os modelos ANSI são apresentados. A diferença entre os modelos ANSI e IEC são basicamente a comunicação, o formato e a aplicabilidade dos medidores inteligentes. Medidores IEC podem ser instalados no interior da propriedade do consumidor e possuem formato retangular, possuindo displays expandidos e funções opcionais enquanto medidores norte americanos (ANSI) são quase sempre instalados fora da propriedade do consumidor e apresentam formato circular (ver Figura A.1).

Medidores residen-	Notificação de Interrupção	Monitoramento de tensão
ciais		
GE i-210+ ([50])	• Eventos de interrupção e alarmes integrados no PowerOnTM, da Solução de Gerenciamento de In- terrupções da GE	 Tensão instantânea (leitura e exibição). Tensão de operação variando de 80% a 120%
Itron OpenWay ([51])	 Notificação de interrupção e res- tauração da energia. 	 Tensão instantânea. Tensão de operação variando de 80% a 120%.
Landis+Gyr Focus ([52])	 Informação não encontrada. 	 Tensão instantânea (exibição). Tensão de operação variando de 80% a 115%.
Elster AS220 ([53])	 Informação não encontrada 	• A única informação disponível é "capacidade de medição de quali- dade de energia".
Echelon ANSI 2S ([54])	 Detecção de interrupção de longa e curta duração com limite de tempo configurável. Duração e instante de ocorrência das últimas 10 interrupções de longa duração. 	 Detecção de sub e sobretensão com limites de tensão e duração confi- guráveis. Tensão de operação variando de 80% a 115%.
Sensus iCON TM A (Gen3) ([55])	 Notificação de interrupção e res- tauração da energia. 	• Alarme com limite de tensão confi- gurável.

Tabela A.1 – Capacidade de monitoramento e reportar interrupção de energia e módulo de tensão.





(a) medidor inteligente GE ANSI

(b) medidor inteligente GE IEC

Figura A.1 – Medidores inteligentes GE (extraído de [56]).

Basicamente, a maioria dos medidores inteligentes possui capacidade de reportar interrupção e de medir tensão. Contudo, para os modelos de medidores apresentados acima, poucos detalhes são encontrados sobre o nível de tensão que define interrupção e queda de tensão.

Além da medição, o processo entendido como medição inteligente inclui mais dois elementos: (1) comunicação, e (2) sistemas de software e gerenciamento de dados. Se um medidor tem a capacidade de reportar interrupção e/ou monitorar tensão, o sistema de comunicação é capaz de reportar a informação necessária para o software e processamento dos dados para serem utilizados em algoritmos como de localização de defeitos. Caso contrário, a tensão só pode ser visualizada localmente.

De acordo com [57], os medidores inteligentes atuais podem capturar dados de qualidade de energia e tipicamente em intervalos de 10 minutos transmitem dados como módulo de tensão, desbalanço ou sequência positiva e negativa de tensão, distorção total harmônica, assim como queda/elevação e interrupção. Cada medidor inteligente utilizando este procedimento captura aproximadamente 12 quilobytes de dados por dia, resultando em 5 megabytes por ano. Um total de 750.000 consumidores resultaria em 3,75 terabytes de dados por ano. Consequentemente, para diminuir a quantidade de dados gerenciados, é possível permitir que apenas uma determinada quantidade de medidores reportem informações de qualidade de energia e interrupção. Estes medidores podem necessitar de sistemas de energia ininterruptos (em inglês: UPS, *Uninterruptible Power Supplies*) para permitir comunicação mesmo quando houver interrupção de energia.

A.1 NOTIFICAÇÃO DE INTERRUPÇÃO E MEDIÇÃO DE TENSÃO

Informações completas sobre interrupção de energia são fornecidas por medidores inteligentes OpenWay da Itron. Estes medidores permitem reportar interrupção e *OpenWay RF LAN* disponibiliza duas funções importantes para confirmação das interrupções:

 Capacidade de consultar o medidor (*ping capability*) (a operação envia um comando ao medidor requisitando o seu estado atual na rede). *OpenWay Cell Relays* mantêm o suprimento de energia no medidor por pelo menos quatro horas e pode ser utilizado também para enviar mensagens de outros medidores. Mensagem de restauração de energia (mensagem enviada pelo medidor após reconexão com a rede).

A figura abaixo, organizada de acordo com a identificação do medidor e a estampa de hora, ilustra o relatório de interrupção e de restauração de energia de cada medidor.

<u>Timestamp</u>	<u>ltem</u>	Meter	Description
1:48:30 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972944	Primary Power Down
1:48:44 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972944	Primary Power Up
1:49:37 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972944	Primary Power Down
1:49:41 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972944	Primary Power Up
1:50:40 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972944	Primary Power Down
3:48:32 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972944	Primary Power Up
1:48:30 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972945	Primary Power Down
1:48:44 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972945	Primary Power Up
1:49:37 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972945	Primary Power Down
1:49:40 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972945	Primary Power Up
1:50:40 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972945	Primary Power Down
3:48:32 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972945	Primary Power Up
1:48:31 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972946	Primary Power Down
1:48:46 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972946	Primary Power Up
1:49:38 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972946	Primary Power Down
1:49:41 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972946	Primary Power Up
1:50:41 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972946	Primary Power Down
3:48:33 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972946	Primary Power Up
1:48:31 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972948	Primary Power Down
1:48:45 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972948	Primary Power Up
1:49:38 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972948	Primary Power Down
1:49:41 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972948	Primary Power Up
1:50:40 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972948	Primary Power Down
3:48:33 PM	Event	2.16.840.1.114416.0.47972948	Primary Power Up

Figura A.2 – Exemplo de relatório de interrupção dos medidores inteligentes Itron OpenWay (extraído de [51]).

Um importante projeto piloto de medidores inteligentes (o *PowerCentsDC*) com capacidade de reportar interrupção foi implantado no distrito de Columbia, EUA ([58]). Os medidores de energia gravam o consumo de energia em intervalos e uma hora e transmitem os dados a uma central uma vez por dia, após a meia noite, via um link de comunicação sem fio. Os medidores inteligentes utilizados têm a capacidade de enviar um sinal para uma central logo após a ocorrência da interrupção. Pelo fato do link de comunicação estar sempre em operação, a concessionária pode requisitar dados do medidor a qualquer momento.

Tratando-se da capacidade de medição do módulo de tensão, de acordo com uma concessionária canadense, os medidores inteligentes utilizados por eles são capazes de amostrar a tensão a cada 90 segundos, os valores de tensão mínima, máxima e média são reapresentados todas as vezes que a janela utilizada para a obtenção da média é alterada. Esta janela é programável e po-

140

de ser ajustada para 1 hora, 6 horas, 12 horas, ou 24 horas, e pode ser opcionalmente apagada a cada nova medição realizada. Portanto, se um evento ocorre e é eliminado entre dois intervalos de 90 segundos, o valor mínimo de tensão pode não ser gravado pelo medidor.

A.2 RESULTADOS DE TESTES EM MEDIDORES

Como é possível observar, cada medidor tem uma característica particular quando se trata de capacidade de medição de qualidade de energia. De acordo com [59], o regulador norueguês na intenção de estabelecer requisitos mínimos para registro de interrupções, realizou testes em medidores de energia com capacidade de medição de qualidade de energia. Motivado pela falta de documentação detalhada sobre os medidores inteligentes, pesquisadores do SINTEF (um centro de pesquisa da Noruega) apresentaram um trabalho que investiga as funções de medição de qualidade de energia de cinco medidores inteligentes cujas características estão descritas na Tabela A.2 (as marcas não foram informadas). Os testes foram focados em:

- Precisão da medição de tensão;
- Mínima tensão de operação;
- Registro de interrupção;
- Registro de queda de tensão.

	Medidores					
	A1	B1	B2	C1	D1	
Categoria [*]	R	R	С	R	R	
Fases	3	3	3	1	3	
Medição de tensão	S	S	S	S	Ν	
Medição de desbalanço	Ν	Ν	S	Ν	Ν	
Notificação de interrupção	S	S	S	S	S	
Registro de queda de tensão	S	S	S	Ν	Ν	

Tabela A.2 – Características de medidores.

* - R: residencial; C: comercial

Os resultados dos testes realizados estão apresentados na Tabela A.3. Para os medidores que podem registrar queda de tensão, medidores A1, B1 e B2, há uma zona morta. Esta zona

morta é dada pelo tempo que a tensão deve permanecer entre a mínima tensão de operação e 90% para que o evento de queda de tensão seja registrado. Este intervalo de tempo é de 10, 8 e 4 segundos para os medidores A1, B1 e B2, respectivamente. Os medidores C1 e D1 podem registrar interrupção de tensão apenas.

	Medidores						
	A1 B1 B2 C1 D1						
Precisão na medição de tensão (%)	0,43	0,30	0,10	0,50	-		
Mínima tensão de operação (%)	48	34	14	28	24		
Resolução no tempo	1 seg	1 min	1 seg	1 min	1 seg		
Relatório de duração do evento	S	Ν	S	Ν	S		
Relatório da mínima tensão	S	Ν	Ν	Ν	Ν		

Tabela A.3 – Resultados dos testes.

A Tabela A.3 mostra diagramas que representam a característica de medição de queda de tensão e notificação de interrupção de cada medidor, de acordo com os resultados obtidos com os testes realizados. Conforme se observa, para todos os medidores exceto o medidor D1, a mínima tensão de operação corresponde ao valor que diferencia a interrupção da queda de tensão. Para o medidor D1, uma interrupção é caracterizada por uma tensão menor que 68% enquanto a mínima tensão de operação é de 24%.



Figura A.3 – Capacidade de medição de queda de tensão e notificação de interrupção dos medidores inteligentes testados.

APÊNDICE B – DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE BASEADO NO EXEMPLO CKT5 DO OPENDSS

Este apêndice apresenta detalhes sobre o sistema elétrico utilizado na maioria dos testes de desempenho do algoritmo de localização de defeitos e detalhes de como esses testes foram realizados. Os dados deste sistema são disponibilizados como exemplo pelo programa gratuito OpenDSS ([40]), a rede utilizada é identificada por "ckt5" (EPRI *test system*). Trata-se de um alimentador cuja tensão nominal é 12,47 kV, que possui 1379 consumidores (sendo 96% cargas residenciais), ramos monofásicos, bifásicos e trifásicos e aproximadamente 75 km de linha. Para a realização dos estudos algumas simplificações foram feitas e um conjunto de barras foi escolhido para a simulação da aplicação de curtos-circuitos e a localização dessas barras está apresenta-da na Figura B.1.



Figura B.1 – Locais de aplicação dos curtos-circuitos utilizados nos estudos de desempenho do método de localização de defeitos.

A Tabela B.1 mostra a numeração das barras utilizadas nos estudos de curto-circuito. Ressalta-se que as barras foram renumeradas e algumas simplificações foram adotadas. O arquivo de entrada empregado nos casos simulados foi anexado a esta tese (consultar [41]).

	Barras utilizadas nos estudos de curto-circuito trifásico								
2	3	4	5	6	7	8	9	12	14
16	18	20	23	24	27	28	31	33	35
37	39	40	42	44	45	47	49	50	55
57	61	65	70	74	76	78	82	86	89
91	94	101	106	109	114	117	123	129	132
136	140	147	151	155	161	166	170	178	182
185	190	193	197	200	207	208	214	217	222
223	229	231	234	240	243	247	252	256	262
269	272	275	279	288	291	296	304	308	312
318	319	326	333	344	348	353	362	365	377
380	393	397	409	413	417	428	433	434	445
451	452	461	467	469	477	493	501	507	513
528	539	545	553	557	564	582	597	605	622
629	641	647	654	660	665	670	686	694	702
726	746	765	779	790	796	800			
		Barras ut	ilizadas n	os estudos	de curto-	circuito n	nonofásico)	
4	7	10	13	16	19	22	25	28	31
35	39	43	47	50	56	62	65	72	75
82	85	91	97	103	109	114	121	125	129
136	141	147	155	159	166	172	177	185	190
197	204	208	218	222	227	233	239	246	252
257	263	270	275	281	288	292	298	304	312
317	321	326	334	340	345	354	361	365	373
377	388	393	397	408	413	416	426	429	432
443	446	449	452	461	465	468	477	481	484
494	499	506	510	513	526	529	540	544	551
556	562	567	574	580	583	593	597	605	609
620	630	641	646	655	660	669	676	686	694
702	713	729	754	772	778	784	790		

Tabela B.1 - Relação das barras utilizadas nos estudos de curto-circuito.

A simulação da condição de operação do sistema foi realizada com o programa ATP. Tanto nas simulações realizadas no ATP quanto no cálculo de fluxo de potência do algoritmo de localização de defeitos, as cargas foram modeladas como impedância constante.

APÊNDICE C – PUBLICAÇÕES

As publicações listadas a seguir são resultado direto deste trabalho:

<u>Em revista</u>:

F. C. L. Trindade, W. Freitas, J. C. M. Vieira, "Fault Location in Distribution Systems Based on Smart Feeder Meters," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2013 (aceito para publicação).

<u>Em congresso</u>:

- F. C. L. Trindade, W. Freitas, M. C. de Almeida, A. P. Cesar, "Practical Testing of a Fault Location Method Based on Sparse Voltage Measurement," In: *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2013, Vancouver, CA.
- Panel Session (Invited Presentation): F. C. L. Trindade, W. Freitas, "Potential Contributions of Future Generation of Smart Meters to Fault Location," In: *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2013, Vancouver, CA.

Outras publicações relacionadas ao período de duração do doutorado:

<u>Em revistas</u>:

- F. C. L. Trindade, K. V. do Nascimento, J. C. M. Vieira, "Investigation on Voltage Sags Caused by DG Anti-Islanding Protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.28, no.2, pp.972-980, April 2013.
- P. A. H. Cavalcante, F. C. L. Trindade, M. C. de Almeida, "Transmission Lines Fault Location: A Mathematical Morphology-Based Approach," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 2013, vol. 24, Issue 4, pp. 470-480.

<u>Em congressos</u>:

- F. C. L. Trindade, W. Freitas, "Smart Load Shedding for the Formation of Microgrids Fed by Synchronous Generators," in *Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, 2013, São Paulo.
- P. A. H. Cavalcante, B. D. S. José, F. C. L. Trindade, M. C. de Almeida, "A Transmission Line Two-end Fault Location Approach based on Mathematical Morphology," In: *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2013, Vancouver, CA.

- B. D. S. José, P. A. H. Cavalcante, F. C. L. Trindade, M. C. de Almeida, "Analysis of Distance Based Fault Location Methods for Smart Grids with Distributed Generation," in *Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, 2013, Copenhagen.
- R. S. da Silva, F. C. L. Trindade, W. Freitas, "Impactos da Suportabilidade de Geradores Síncronos Distribuídos a Afundamentos de Tensão na Proteção de Sobrecorrente e Anti-ilhamento," Anais do *IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2012, Goiânia.
- F. C. L. Trindade, P. C. Meira, J. C. M. Vieira, W. Freitas, "Control Systems Analysis of Industrial Plants with Synchronous Generators During Islanded Operation," in *Proceedings of the 2010 IEEE PES General Meeting*, 2010, Minneapolis.
- F. C. L. Trindade, M. C. de Almeida, W. Freitas, "Análise da Necessidade de Alteração dos Ajustes dos Relés de Sobrecorrente de Instalações Industriais com Geradores Síncronos após a Ocorrência de Ilhamento," nos Anais do XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Bonito-MS, 2010.
- E. A. C. Barbosa, F. C. L. Trindade, P. C. Meira, W. Freitas, "Análise da Influência da Prática de Eliminação de Faltas nos Principais Índices de Confiabilidade e Qualidade de Energia em Modernos Sistemas de Distribuição," nos Anais do XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Bonito-MS, 2010.
- P. A. H. Cavalcante, F. C. L. Trindade, F. F. Costa, M. C. de Almeida, "Utilização da Morfologia Matemática na Localização de Faltas em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica," nos Anais do XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Bonito-MS, 2010.

ANEXO – Modelagem dos motores de indução no programa ATP

Este anexo apresenta um exemplo para modelagem de um motor de 100 HP. Ao final dos campos relacionados às linhas do alimentador de distribuição, inseriu-se:

```
C ----- MECHANICAL NETWORK COMPONENTS
```

С	00000600000	500000600000	600000600000	6000006000060000600000600000600006000)006
	BUSMG1BUS1G	2	1.65		0
	BUS1GR	BUSMG1BUS1G	R		
	BUSMG1			6E+10	0
	BUSMS1BUSMG	L	1.0E-6		0

Logo após os campos relacionados à fonte de tensão, inseriu-se:

```
C ----- MECHANICAL LOAD TORQUE (ACTUAL VALUE SET BY SS INITIALIZATION)
14BUSMS1-1 +256.0 0.00001
                                              -1
C ----- UM DATA
19 UM
1
BLANK RECORD ENDING GENERAL UM SPECIFICATION
C ----- UM MACHINE TABLE
3 1 1111BUSMG1 2
                                       .1885
C Magnetization inductances
          0.0166
          0.0166
C STEADY-STATE INITIALIZATION REQUEST AT 1.11% SLIP:
1.11
                          BUSMS1
C Stator coils
C THE POWER (ARMATURE/STATOR) COILS:
                  X00M1A
                                   0
         3.9E-4
.03957
                   X00M1B
                                   0
.03957 3.9E-4 X00M1C
                                   0
C THE EXCITATION (ROTOR) COILS:
.02215 3.9E-4
                                   0
.02215
         3.9E-4
                                   0
BLANK UM
```