

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RAUL ALEJANDRO LEVANO VERGARA

**LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA COM GERADORES DISTRIBUÍDOS**

Ilha Solteira
2017

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RAUL ALEJANDRO LEVANO VERGARA

**LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA COM GERADORES DISTRIBUÍDOS**

Dissertação de mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista – UNESP – Campus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos para obtenção do título de *Mestre em Engenharia Elétrica*.
Área do Concentração: Automação.

JOSÉ ROBERTO SANCHES
MANTOVANI
Orientador

Ilha Solteira
2017

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

- L655I Levano Vergara, Raul Alejandro.
Localização de faltas em redes de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos / Raul Alejandro Levano Vergara. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2017
102 f. : il.
- Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2017
- Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Inclui bibliografia
1. Localização de falhas. Redes de distribuição. 2. Geração distribuída. Fluxo de carga radial. 3. Análise de circuitos elétricos.


CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Localização de faltas em redes de distribuição de energia elétrica com Geração Distribuída (GD)

AUTOR: RAUL ALEJANDRO LEVANO VERGARA

ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:



Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Fábio Bertequini Leão
Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Rodrigo Aparecido Fernandes Pereira
Prof. Dr. RODRIGO APARECIDO FERNANDES PEREIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR

Ilha Solteira, 16 de janeiro de 2017

*Dedico este trabalho a minha família, e em
especial a minha namorada por sua
companhia nesta aventura*

AGRADECIMENTOS

- Agradeço a Deus por me ajudando em todos os momentos da minha vida, sem Ele nada poderia fazer.
- Agradeço a minha namorada que me deu seu apoio, amor, suas palavras e companhia, agradeço a minha mãe, meu pai e meus irmãos pelo amor e compreensão, agradeço ao professor José Roberto Sanches Mantovani por sua confiança, paciência e dedicação na orientação deste trabalho.
- Agradeço ao professor Rubén Romero Lázaro e sua família por sua ajuda na minha chegada ao Brasil, agradeço aos professores Antônio Padilha Feltrin, Fábio Bertequini Leão, Ricardo Tokio Higuti e colegas por seus ensinamentos que contribuíram de alguma forma para o desenvolvimento deste trabalho, e ao Prof. Dr. Rodrigo Aparecido Fernandes Pereira pelo apoio.
- Ao CNPq pelo apoio financeiro.

Disse então ao homem:

‘Veja! O temor de Jeová

-isso é sabedoria.

E desviar-se do mal é entendimento. ’

(Bíblia Sagrada, Jó 28,28)

RESUMO

Neste trabalho apresenta-se uma metodologia para a localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia elétrica através do uso de técnicas de análise de redes baseadas na matriz de impedância e circuitos elétricos. A partir de medidas de tensão e corrente na saída do alimentador e medidas de tensão esparsas no alimentador o algoritmo é capaz de identificar e localizar faltas em alimentadores trifásicos radiais ou fracamente malhados, com cargas desequilibradas, ramais laterais trifásicos, bifásicos ou monofásicos e que tenham geração distribuída representada como uma barra de tensão controlada e que possua medidores de tensão. O sistema de diagnóstico e localização de faltas proposto é capaz de auxiliar as concessionárias de energia em sua rotina de trabalho, fornecendo informações importantes para a operação e manutenção dos sistemas elétricos de distribuição de energia, minimizando os tempos de reparos e, conseqüentemente, obtendo-se menos perdas financeiras devido ao rápido diagnóstico de faltas e restabelecimento das condições normais de operação. Um sistema de distribuição trifásico real de 135 barras, tensão nominal de 13,8 kV e potência nominal de 7,065 MVA foi utilizado para testar o algoritmo proposto, que apresenta resultados satisfatórios, mostrando-se ser um algoritmo eficiente e rápido.

Palavras-chave: Localização de falhas. Redes de distribuição. Geração Distribuída. Fluxo de carga radial. Análise de Circuitos Elétricos.

ABSTRACT

In this work, a methodology for fault localization in electric power distribution feeders using network analysis techniques based on the impedance matrix and electric circuits is presented. From the voltage and current measurements at the feeder's output and sparse voltage measurements at the feeder, the algorithm is able to identify and locate faults in three-phase radial or weakly meshed feeders with unbalanced loads, three-phase, biphasic or single-phase lateral branches and that have distributed generation represented as a voltage controlled bar and that have voltage meters. The proposed fault diagnosis and fault localization system is capable of assisting electric power concessionaires in their work routine, providing important information for the operation and maintenance of electrical distribution systems, minimizing repair times and, consequently, with less financial losses due to the rapid diagnosis of failures and the restoration of normal operating conditions. A real three-phase 135-bar distribution system, nominal voltage of 13.8 kV and nominal power of 7,065 MVA was used to test the proposed algorithm, which presents satisfactory results, proving to be an efficient and fast algorithm.

Key words: Fault location. Distribution networks. Distributed generation. Radial load-flow. Analysis of electric circuits.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Características das redes de distribuição.	19
Figura 2 - Divisão das técnicas de localização de faltas.	20
Figura 3 – Caraterística do algoritmo de localização de faltas.	26
Figura 4 – IED’s instalados nos alimentadores.	27
Figura 5 - Circuito Equivalente para a máquina síncrona.	28
Figura 6 - Representação de uma carga conectada em estrela e em delta.	30
Figura 7 - Sistema de Distribuição com Gerador Distribuído.	34
Figura 8 - Sistema equivalente radial reordenado.	34
Figura 9 – Circuito do GD com carga conectado à barra j.	37
Figura 10 – Circuito equivalente do GD com carga conectada à barra j.	37
Figura 11 - Corrente de linha.	38
Figura 12 – Queda de tensão entre as barras.	38
Figura 13 - Impedâncias dos caminhos e dos trechos dos GD 1 e GD 2.	41
Figura 14 – Injeção da potência reativa do GD na barra k.	42
Figura 15 - Diagrama de blocos para o algoritmo de fluxo de carga proposto.	44
Figura 16 – Diagrama de blocos do algoritmo para cálculo da potência dos transformadores.	46
Figura 17 – Sistema teste trifásico com tensões medidas nas barras 2, 6, 13 e 14.	48
Figura 18 - Diagrama de blocos do algoritmo para localização de faltas.	51
Figura 19 - Ramo e barra do sistema elétrico com GD conectado.	52
Figura 20 – Diagrama fasorial do GD na barra PV.	54
Figura 21 – Diagrama fasorial do GD na barra k.	56
Figura 22 – Sistema teste para analisar a convergência do algoritmo de fluxo de potência.	57
Figura 23: Sistema teste para análise de fluxo de potência.	61

Figura 24 - Sistema teste trifásico S10 com GD.	64
Figura 25 - Sistema teste trifásico de 14 barras, S14.	72
Figura 26 - Correntes nos ramos do sistema teste trifásico S14.	75
Figura 27 - Sistema teste para análise da localização de faltas.	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados das barras caso I.	57
Tabela 2 - Dados das linhas caso I.	57
Tabela 3 - Resultados da iteração 1 do exemplo caso I.....	58
Tabela 4 - Resultados da iteração 3 do exemplo caso I.....	58
Tabela 5 - Resultados da iteração 4 do exemplo caso I.....	59
Tabela 6 - Resultados da iteração 12 do exemplo caso I.....	59
Tabela 7 - Dados das barras caso II.....	60
Tabela 8 - Dados das linhas caso II.	60
Tabela 9 - Resultados da iteração 1 do exemplo caso II.	61
Tabela 10 - Resultados da iteração 2 do exemplo caso II.	62
Tabela 11 - Resultados da iteração 3 do exemplo caso II.	62
Tabela 12 - Resultados da iteração 4 do exemplo caso II.	63
Tabela 13 - Resultados da iteração 5 do exemplo caso II.	63
Tabela 14 - Dados das potências nos nós, S10 com GD.	65
Tabela 15 - Dados das linhas, S10 com GD.....	65
Tabela 16 - Tensões nas barras obtidas pelo programa do fluxo de potência, S10 com GD.	66
Tabela 17 - Correntes das cargas e da subestação obtidas pelo fluxo de potência, S10 com GD.....	66
Tabela 18 - Tensões e correntes medidas, S10 com GD.	67
Tabela 19 - Correntes estimadas considerando medidor no nó 9, S10 com GD.....	67
Tabela 20 - Correntes estimadas considerando medidor no nó 10, S10 com GD.	68
Tabela 21 - Desvio das correntes estimadas considerando medidor no nó 9, S10 com GD.	68

Tabela 22 - Desvio das correntes estimadas considerando medidor no nó 10, S10 com GD.	68
Tabela 23 - Valores absolutos dos desvios das correntes considerando medidor no nó 9. ..	69
Tabela 24 - Valores absolutos dos desvios das correntes considerando medidor no nó 10.	69
Tabela 25 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.	69
Tabela 26 – Resumo dos valores de correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.	70
Tabela 27 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.	70
Tabela 28 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.	71
Tabela 29 - Dados das potências nas barras, S14.	72
Tabela 30 - Dados das linhas, S14.	73
Tabela 31 – Tensões de falta nos nós obtidas pelo programa de fluxo de potência, S14.	73
Tabela 32 – Correntes de falta das cargas e da subestação obtidas pelo programa de cálculo de fluxo de potência, S14.	74
Tabela 33 - Tensões e correntes medidas, S14.	74
Tabela 34 - Correntes estimadas considerando medidor no nó 14, S14.	78
Tabela 35 - Correntes estimadas considerando medidor no nó 6, S14.	78
Tabela 36 - Correntes estimadas considerando medidor no nó 13, S14.	79
Tabela 37 - Desvio das correntes estimadas considerando medidor no nó 14, S14.	79
Tabela 38 - Desvio das correntes estimadas considerando medidor no nó 6, S14.	80
Tabela 39 - Desvio das correntes estimadas considerando medidor no nó 13, S14.	81
Tabela 40 - Valores absolutos dos desvios das correntes para os 03 medidores.	81
Tabela 41- Somatório dos deltas mínimos para os medidores alocados no S14.	82

Tabela 42 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.....	82
Tabela 43 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.....	83
Tabela 44 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.....	83
Tabela 45 - Resultados finais, considerando falta no nó 14.	85
Tabela 46 - Valores mínimos das somatórias dos medidores considerando falta no nó 14.	86
Tabela 47 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores.	87
Tabela 48 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores.	88
Tabela 49 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores para faltas de alta impedância.	89
Tabela 50 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores para faltas de alta impedância.	90
Tabela 51 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores.	91
Tabela 52 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores.	92
Tabela A1 – Dados do alimentador utilizado nos testes do algoritmo de localização de faltas proposto.....	100

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS	18
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
1.3	CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	23
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	24
2	METODOLOGIA	25
2.1	SISTEMA DE MEDIÇÕES NO ALIMENTADOR.....	26
2.2	MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO PARA ANÁLISE DA GD.....	27
2.3	MODELO DE CARGAS PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	29
2.3.1	Modelo de carga de potência constante	30
2.3.2	Modelo de carga de impedância constante.....	31
2.3.3	Modelo de carga de corrente constante.....	32
2.3.4	Modelo combinado de carga	33
2.4	ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA	33
2.4.1	Atualização da potência reativa do GD.....	40
2.4.2	Diagrama de blocos do algoritmo	43
2.5	ESTIMATIVA DA POTÊNCIA PRÉ-FALTA DOS TRANSFORMADORES.....	45
2.6	MÉTODO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS	46
2.7	ALGORITMO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS	50
3	TESTES E RESULTADOS	52
3.1	Análise algébrica da convergência do fluxo de potência considerando o modelo de GD representado como barra PV	52
3.2	Análise numérica da convergência do fluxo de potência considerando o modelo de GD representado como barra PV.	56

3.2.1 Caso I - GD absorve potência reativa.....	56
3.2.2 Caso II - GD injeta reativos.....	60
3.3 Localização das faltas nas redes da distribuição.....	64
3.3.1 Exemplos ilustrativos - análise detalhada.....	64
3.3.2 Caso de 135 barras.....	83
4 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.	93
REFERÊNCIAS	95
APÊNDICE	100

1 INTRODUÇÃO

As técnicas para localização de faltas em redes de distribuição são importantes para preservar os indicadores de continuidade das empresas distribuidoras, que devem oferecer serviços de qualidade e confiáveis, e evitar o pagamento de multas devido ao não atendimento dos índices de continuidade. Existem dois tipos de faltas: as faltas temporárias e as faltas permanentes.

O local específico em que se localizam tanto as faltas permanentes como as temporárias em redes radiais de distribuição são difíceis de determinar para que possam ser efetuadas as ações de controle para a restauração da rede, seja por meio das ações de equipes de manutenção ou através dos operadores nos centros de operação. Desta forma, os algoritmos para localização automática de faltas são importantes para o setor de operação, planejamento e confiabilidade das empresas distribuidoras.

Softwares para a localização de faltas em redes de distribuição de energia elétrica são ferramentas computacionais que auxiliam no processo de tomada de decisão na restauração da rede após a ocorrência de faltas permanentes e garantem a manutenção da qualidade do serviço da energia elétrica. Em redes com geração distribuída (GD) a localização de faltas é um procedimento que exige a análise do comportamento dos geradores e de seus sistemas de proteção antes e durante as faltas. O desenvolvimento de técnicas para identificar e localizar faltas nestas redes tem se tornado de grande importância para os setores de planejamento da operação das empresas distribuidoras, considerando-se que nestes modernos sistemas de distribuição tem sido uma tendência buscar descentralizar a geração de energia elétrica, portanto uma maior difusão da GD.

Dentre as principais dificuldades encontradas pela grande maioria das técnicas propostas para a localização das faltas em alimentadores aéreos de distribuição e que, de certa, forma prejudicam as precisões e qualidades dos resultados práticos estão a reduzida disponibilidade de dados elétricos e topológicos do sistema e as variações nas impedâncias das redes de distribuição devido a reconfiguração, existência ou não de cogeração no sistema de distribuição e os níveis de cargas que se refletem diretamente nas correntes e

tensões pré-faltas, as seções da rede com condutores de diferentes bitolas e o conhecimento exato da impedância do sistema que se encontra atrás da subestação (1).

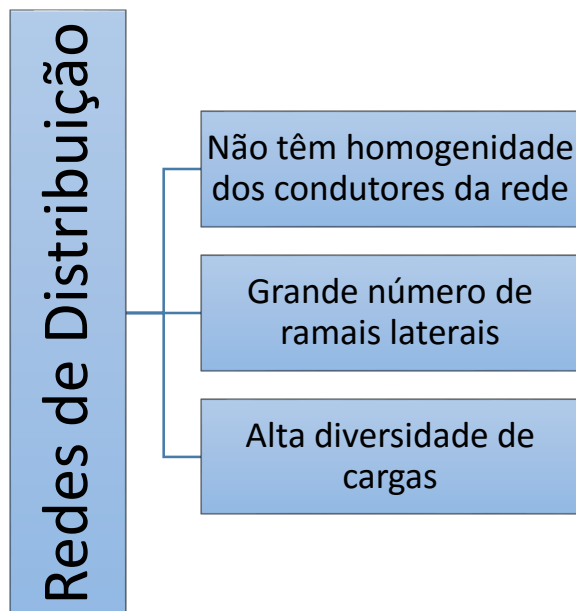
Na literatura encontram-se vários trabalhos relacionados com a localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia elétrica (1), (2), (3), (4), (5), (6), (7), (8), (9), (10), (11), (12), (13), (14), (15), (16), (17), (18), (19), (20), (21), (22). As propostas para localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia diferem-se basicamente quanto ao método ou técnica utilizada, número de variáveis e na instrumentação utilizada no processo de localização de faltas. Quanto maior for a quantidade de informações relativas à rede elétrica e condições operacionais do estado da rede pré e pós-falta utilizadas mais precisos serão os resultados e maior será a complexidade da técnica ou método para a localização de faltas. Assim, a escolha de uma técnica ou método para localização de faltas para ser implantado em uma empresa distribuidora de energia está relacionada com a disponibilidade de equipamentos de medição e controle existentes na rede, e no planejamento da empresa em investir na aquisição de novos equipamentos e *softwares* necessários. Desta forma, na tomada de decisão deve-se buscar uma relação custo/benefício adequada considerando, entre outros fatores, os recursos financeiros a serem investidos e os benefícios proporcionados tanto para a distribuidora (redução de custos envolvidos na localização de faltas e reparos na rede), fornecendo um produto de qualidade para os clientes (manutenção da qualidade do fornecimento e dos serviços e redução dos tempos de interrupção do fornecimento de energia).

1.1 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é a localização de faltas permanentes em redes de distribuição com GD instalada, que são caracterizadas de acordo com a Figura 1. Desta forma, os métodos de localização de faltas em redes de distribuição diferem dos métodos dedicados à localização de faltas em redes de transmissão de energia elétrica que são automatizados com um confiável sistema de proteção e possuem estrutura malhada, além disso, dadas as características radiais das redes de distribuição, a localização da falta pode ser mais complexa do que em redes de transmissão. A GD nas redes de distribuição,

embora trabalhando de forma equilibrada, estão conectados a sistemas trifásicos desequilibrados.

Figura 1 – Características das redes de distribuição.



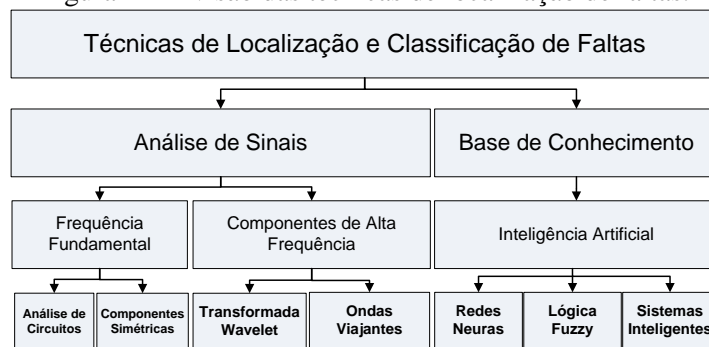
Fonte: Elaboração do autor

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O método tradicional de localização de faltas utilizado pelas empresas distribuidoras é baseado nas chamadas telefônicas dos consumidores ao “*Call Center*” que, através da localização geográfica do cliente e da conectividade da rede, precisam estimar a localização das ocorrências e despachar as equipes de manutenção, para que estas possam identificar o defeito na rede através de inspeção visual. Este processo pode levar muito tempo dependendo das condições climáticas e geográficas do local. Também ocorrem, certas vezes, de não haver nenhuma chamada durante a madrugada, quando as pessoas se encontram dormindo, o que aumenta o problema do operador para estimar a localização da falta.

Willis apresenta um resumo das técnicas clássicas utilizadas durante anos na solução do problema de localização de faltas. Na Figura 2 apresenta-se uma divisão geral das técnicas de localização e classificação de faltas encontradas na literatura (23).

Figura 2 - Divisão das técnicas de localização de faltas.



Fonte: (24)

Lehtonen, Pettisallo e Etula discutem as bases teóricas e a implementação de um método de localização de faltas para sistemas de distribuição radiais através de análises fasoriais (7). Os parâmetros que afetam a precisão da localização da falta também são discutidos, tais como, os efeitos das correntes de carga e da resistência de falta, as variações das impedâncias de rede e a precisão dos equipamentos de medição. As medições são realizadas com uma frequência de amostragem de 500 Hz e os fasores de frequência fundamental são extraídos através da aplicação da Transformada Discreta de Fourier (25).

Girgis, Fallon e Lubkeman propõem uma técnica de localização de faltas para alimentadores rurais de distribuição usando valores de tensão e corrente medidos em um único terminal (9). Para levar em consideração o efeito das correntes de cargas e os desbalanços do sistema, utilizam um modelo de impedância constante para as cargas e um fluxo de potência trifásico similar ao fluxo tipo varredura - *backward-forward sweep* para determinar o estado do sistema (valores das tensões e correntes) (26). A distância da falta até a subestação (SE) é calculada através de um método baseado no conceito de impedância aparente e no uso dos fasores de frequência fundamental das tensões e correntes atualizadas.

Novosel, Hart e Myllymaki baseiam seu método na ideia de localização de faltas em linhas de transmissão curtas, derivado da metodologia proposta por Girgis, Fallon e Lubkeman (9). O método leva em consideração a impedância da fonte (Z_g), a impedância total das linhas (Z_L) e a impedância equivalente das cargas (Z_C), porém, não leva em consideração o desbalanceamento de cargas. Este método mostra-se atrativo por sua simplicidade (27).

Saha, Provoost e Rosolowski apresentam um método que utiliza os valores das tensões e correntes da frequência fundamental, medidas em um terminal, antes e durante a falta. A distância da falta até a SE é estimada considerando-se os aspectos construtivos das redes. Este método realiza a localização da falta em dois passos. Primeiro, a impedância da malha de falta é calculada utilizando-se as tensões e correntes medidas antes da falta. Em seguida, as impedâncias de falta ao longo do alimentador são calculadas assumindo faltas em cada seção sucessiva. A indicação do local da falta é obtida através da comparação da impedância medida e da impedância calculada (28). Em 2002, Saha e Rosolowski patentearam esse método (29) e também outro, muito parecido, no qual utilizam os valores das impedâncias equivalentes de sequência zero e positiva, calculadas para cada nó e, baseando-se no conhecimento da configuração e topologia do alimentador calculam o local e o tipo de falta ocorrido (30).

Suárez, Carrillo-Caicedo e Vargas-Torre apresentam uma revisão das técnicas que utilizam componentes simétricas e análise direta de circuitos elétricos para localização de faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). O princípio básico destas técnicas são a derivação de expressões matemáticas que dependem da resistência de falta e da distância da falta em relação ao ponto de medição. Uma vez que essas expressões são encontradas, resolvem-se as equações baseadas nas medidas elétricas registradas no ponto de medição, geralmente a SE (31) e (32).

Kezunovic apresenta algumas vantagens de se utilizar técnicas inteligentes para análise de distúrbios em sistemas de energia elétrica, tais como o ganho de experiência, conhecimento sobre o assunto e a redução do tempo de análises através da automação do processo. O procedimento para detecção e classificação de faltas é abordado empregando-se os conceitos de Redes Neurais Artificiais (RNAs) e Lógica Fuzzy (LF). O uso das RNAs possibilita um diagnóstico correto dos distúrbios, mesmo depois de alterações nas condições de operação do sistema, e a Lógica Fuzzy ajuda a melhorar o desempenho destas redes neurais quando os dados estão incompletos ou são imprecisos (33).

Diaz e López apresentam o estado da arte das técnicas de localização de faltas para sistemas de distribuição desenvolvidas entre os anos 1990-2005, analisando e classificando 109 referências em duas áreas distintas: análise de sinais e baseada em conhecimento (34).

Saha et al. (35) apresentam uma revisão das técnicas propostas por Das (36), Novosel et al. (27); Saha et al. (28) e (30).

Das desenvolveu um algoritmo baseado nos conceitos de lógica fuzzy para diagnosticar faltas em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica com cargas desbalanceadas. A metodologia apresentada é capaz de identificar as fases envolvidas na falta, levando-se em consideração dez tipos de curtos-circuitos. Este método necessita apenas das oscilografias de corrente registradas na SE (37).

Pereira apresenta uma metodologia eficiente e de baixo esforço computacional para localização de faltas do tipo fase-terra em alimentadores radiais de distribuição de energia elétrica. Esta técnica é composta por equações de rede baseadas nos métodos de fluxo de potência do tipo varredura considerando que haja disponibilidade de medições de tensões e correntes no nó inicial do alimentador e também medições esparsas de tensões em alguns pontos ao longo do alimentador de distribuição (38).

Mora-Florez, Meléndez e Carrillo-Cacedo comparam e avaliam 10 diferentes métodos de localização de faltas que utilizam informações de tensão e corrente, medidas em um único terminal, na SE. Os sinais da componente fundamental das tensões e correntes pré-falta e durante a falta são utilizados para estimar a resistência de falta vista do ponto de medição. Os desvios entre os sinais pré-falta e durante a falta, juntamente com os parâmetros do sistema de distribuição, são utilizados para calcular a distância até a falta. Todos os métodos avaliados se baseiam no mesmo conceito (impedância aparente), cujos principais problemas são: a alta dependência do modelo (configuração e parâmetros das linhas) e a múltipla estimação do local da falta, devido a presença de ramais laterais (39).

Pereira et al. ampliam a técnica desenvolvida em (38), verificando a robustez da metodologia proposta através de vários testes, nos quais foram consideradas as influências das variações dos modelos de carga e de linhas, do carregamento dos transformadores e das resistências e tipos de faltas (40), (41) e (42).

Biscaro apresenta um sistema de localização de faltas híbrido, no qual utiliza um sistema de inferência fuzzy para identificar e classificar as faltas e, em seguida, aplica um método baseado em fundamentos de tensão e análise de circuitos elétricos para identificar

o local da falta. Neste trabalho é apresentado também um novo modelo matemático para realizar a alocação otimizada dos medidores de tensão ao longo do alimentador (43).

Trindade explora métodos de localização de defeitos baseados em medidas de tensão provenientes de diferentes locais de modernos sistemas de distribuição. Três métodos foram investigados: 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; O segundo método, baseado na correspondência da corrente de falta, utiliza os parâmetros elétricos da rede e uma quantidade maior de tensão que o primeiro método; 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 métodos (44).

Majidi et al. propõem um método para a localização de faltas em redes de distribuição baseado no algoritmo de detecção de compressão (*compressive sensing*) que é usado para recuperar um sinal suficientemente esparso de um pequeno número de medições. O sinal esparso pode ser recuperado resolvendo o problema de minimização da norma l^1 . Durante a falta e na condição pré-falta as tensões são registradas por medidores inteligentes nos alimentadores. Os vetores de afundamentos de tensões, e a matriz de impedância produzem um vetor de corrente que é esparso o suficiente com um elemento diferente de zero. Este elemento corresponde à barra em que a falta ocorre. Devido ao limitado número de medidores instalados na rede primária, o sistema de equações proposto é indeterminado. Desta forma o método de minimização da norma l^1 é usado para calcular o vetor de corrente. O método primal-dual de pontos interiores e o método das barreiras logarítmicas são usados para resolver o problema de otimização com e sem ruídos de medidas, respectivamente (45).

1.3 CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

A principal contribuição desta dissertação consiste em desenvolver um algoritmo para localização de faltas em redes de distribuição com GD. Desta forma a GD através da técnica de análise de circuitos elétricos é modelada matematicamente juntamente com o sistema de distribuição de energia elétrica, para obter algoritmos de fluxo de potência e

cálculo de curto-circuito robustos, rápidos e eficientes. Desta forma, propõe-se modificações no algoritmo de cálculo do fluxo de potência com GD proposto por Shirmohamadi & Cheng considerando as barras do tipo PV (26). A proposta apresentada refere-se ao desenvolvimento de uma equação para o cálculo da potência reativa fornecida pelo GD em cada iteração que melhora a convergência e a precisão do algoritmo de fluxo de potência. A técnica de localização de faltas utilizada é baseada nas medidas de corrente e tensão na saída do alimentador e medição de fasores de tensões esparsos na rede (38).

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O texto está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresenta-se uma proposta de algoritmo para localização de faltas em redes radiais de distribuição considerando GD. São propostas alterações no critério de convergência do algoritmo de fluxo de potência de varredura com vistas a considerar a GD e as barras de tensão controlada.
- No capítulo 3 na seção 3.1 apresenta-se a justificativa da convergência do algoritmo de fluxo de potência proposto no capítulo 2. O algoritmo para localização de faltas usando medições de tensão necessita que o algoritmo de fluxo de potência seja robusto, rápido e eficiente numericamente.
- No capítulo 4 apresentam-se os resultados obtidos com a metodologia proposta para um sistema de distribuição trifásico real de 134 barras, tensão nominal de 13,8 kV e potência nominal de 7,065 MVA que foi utilizado para testar o algoritmo proposto.

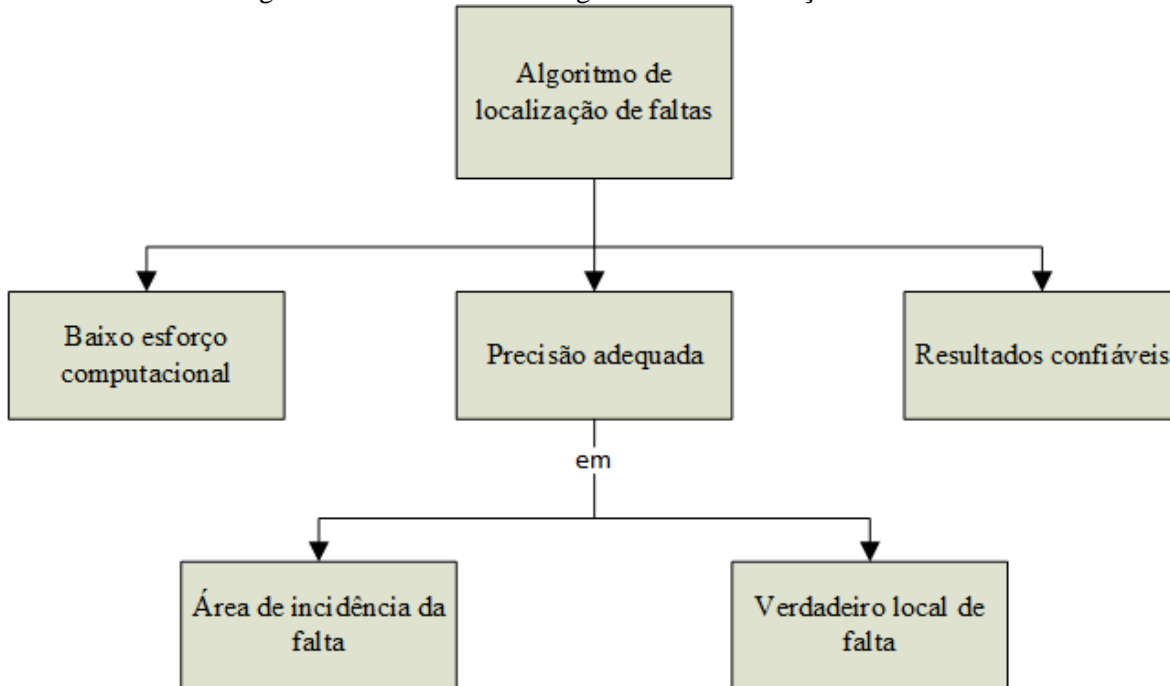
2 METODOLOGIA

A técnica para localização de faltas proposta neste trabalho está fundamentada no método de análise de sinais usando a frequência fundamental. A localização de faltas baseada na análise de sinais usando frequência fundamental utiliza medições fasoriais de sinais de tensões e correntes para estimar a distância entre a subestação e o local da falta. Esta categoria de técnica também apresenta uma divisão quanto ao número de pontos de medição disponíveis, podendo existir: medição em um único terminal, em dois terminais ou em múltiplos pontos. As técnicas que utilizam medições em um único terminal têm sido desenvolvidas baseando-se nas informações de registradores de faltas digitais (RFD), geralmente presentes na saída do alimentador, nas subestações (SEs). A maior vantagem destas técnicas é que nenhum meio de comunicação é necessário para sua implementação. Quando canais de comunicação estão disponíveis, as técnicas que utilizam medições em dois terminais ou em múltiplos pontos podem ser utilizadas, fornecendo resultados mais confiáveis e precisos. Desta forma, utiliza-se um algoritmo para a localização de faltas em redes de distribuição com GD através de técnicas baseadas na análise dos sinais de tensão e corrente medidos na saída dos alimentadores e fasores de tensão medidos em pontos esparsos do sistema, incluindo-se necessariamente medições de tensões nas barras que possuem geradores distribuídos em operação.

Algoritmos eficientes de localização de faltas necessitam do desenvolvimento de modelos matemáticos que apresentem um bom desempenho computacional e um nível adequado de precisão, por isso, neste trabalho utilizam-se técnicas de programação em FORTRAN e a técnica de fluxo de potência de varredura de circuitos com o objetivo de obter um nível adequado de precisão e rapidez da metodologia em função dos dados disponíveis do sistema e dos níveis de automação das redes e das subestações. Desta forma, desenvolveram-se técnicas e algoritmos de localização de faltas em função da quantidade e da qualidade das informações disponíveis, sendo elas, a topologia e o estado operacional da rede nos estados pré-falta e pós-falta. O grau de sofisticação dos algoritmos e, portanto, a precisão dos resultados depende da qualidade da base de dados utilizada.

As características do algoritmo de localização de faltas apresentado neste trabalho estão ilustradas na Figura 3.

Figura 3 – Característica do algoritmo de localização de faltas.

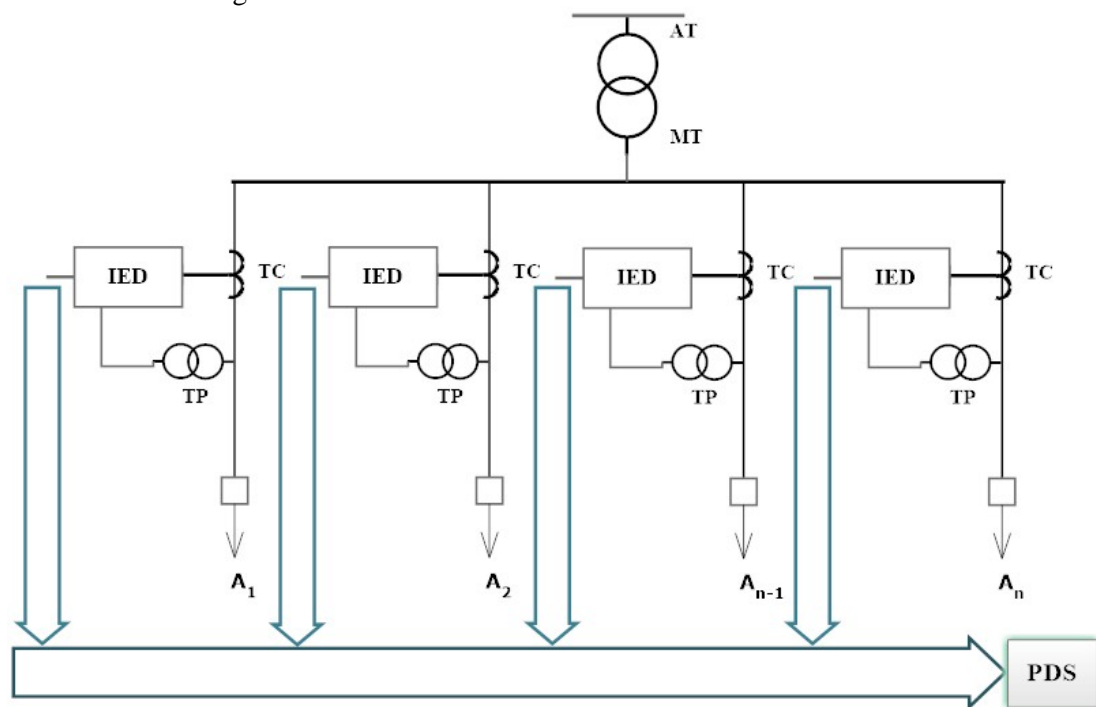


Fonte: Elaboração do autor.

2.1 SISTEMA DE MEDIÇÕES NO ALIMENTADOR

No algoritmo de localização de falta utilizam-se os fasores pré-falta, durante a falta e pós-falta das tensões e correntes que são obtidos através dos dados oscilográficos provenientes de IED's (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) como ilustrado na Figura 4.

Figura 4 – IED's instalados nos alimentadores.



Notas:

IED: Dispositivo Eletrônico Inteligente (*Intelligent Eletronic Devices*).

TC : Transformador de Corrente.

TP : Transformador de Potencial.

PDS: Processamento Digital de Sinais.

A : Alimentador.

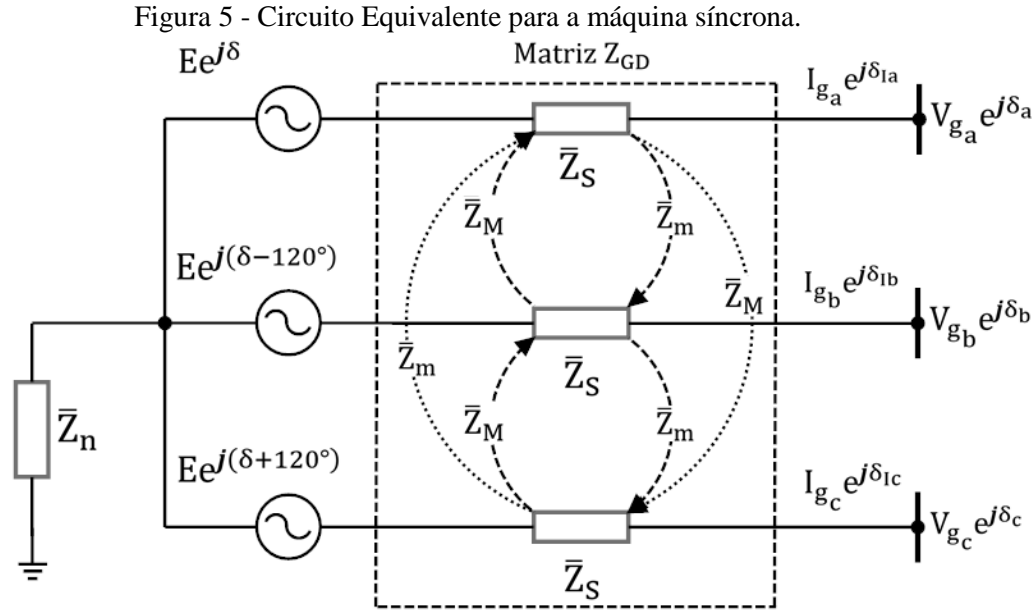
Fonte: Elaboração do autor.

Os IED's estão instalados no nó inicial de cada alimentador e obtêm os dados dos fasores de frequência fundamental, dos estados pré e durante a falta, sendo que no algoritmo de localização de faltas são utilizados os fasores destas grandezas.

2.2 MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO PARA ANÁLISE DA GD

O modelo matemático da máquina síncrona pode ser complexo devido a suas impedâncias serem dependentes de acoplamentos indutivos variantes no tempo, e com o posicionamento relativo das estruturas magnéticas que compõem o circuito magnético, mas um modelo simples e suficientemente completo para simular o comportamento da máquina síncrona pode ser adotado conforme ilustrado na Figura 5. Neste modelo a máquina

síncrona é representada por um conjunto de parâmetros concentrados, \bar{Z}_S , \bar{Z}_m e \bar{Z}_M , que são a impedância própria de cada fase, os acoplamentos mútuos entre as sequências ABC e a sequência CBA respectivamente, que dependem da posição relativa do rotor com o campo magnético do estator (46). Adicionalmente, a força magneto-motriz induzida na armadura devido a corrente de campo é representada através de um conjunto de fontes de tensão com módulos iguais a E e defasadas de 120° .



Fonte: Elaboração do autor.

Para a máquina síncrona da Figura 5, operando como gerador, em regime senoidal permanente e com velocidade síncrona, o sistema matricial da equação (1) permite relacionar as correntes \bar{I}_{g_a} , \bar{I}_{g_b} e \bar{I}_{g_c} com os níveis de tensão nos terminais \bar{V}_{g_a} , \bar{V}_{g_b} e \bar{V}_{g_c} . adicionalmente na equação (1) a corrente \bar{I}_n , que circula pela impedância de aterramento do GD (\bar{Z}_n) obedece à lei de correntes de Kirchhoff, isto é $\bar{I}_n = -(\bar{I}_{g_a} + \bar{I}_{g_b} + \bar{I}_{g_c})$.

$$\begin{bmatrix} Ee^{j\delta} \\ Ee^{j(\delta-120^\circ)} \\ Ee^{j(\delta+120^\circ)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{g_a} e^{j\delta_a} \\ V_{g_b} e^{j\delta_b} \\ V_{g_c} e^{j\delta_c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{Z}_S & \bar{Z}_m & \bar{Z}_M \\ \bar{Z}_M & \bar{Z}_S & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_M & \bar{Z}_S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{g_a} e^{j\delta_{1a}} \\ I_{g_b} e^{j\delta_{1b}} \\ I_{g_c} e^{j\delta_{1c}} \end{bmatrix} + \bar{Z}_n \begin{bmatrix} \bar{I}_n \\ \bar{I}_n \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} \quad (1)$$

O cálculo das impedâncias internas do gerador síncrono se baseia no conhecimento das reatâncias de sequências zero, X_0 , positiva, X_1 , e negativa, X_2 ,

parâmetros amplamente usados nas análises dos sistemas de potência desbalanceados. Neste caso, a matriz de componentes por fase da matriz de impedâncias do gerador é calculada a partir das matrizes de transformação em componentes simétricas, tal como se apresenta na equação (2), onde são omitidas as componentes resistivas dos enrolamentos, devido que, em geral, a impedância síncrona da máquina possui uma alta relação X/R, fazendo com que as perdas de potência ativa sejam desprezíveis quando comparadas com a potência fornecida nos terminais da máquina.

$$\begin{bmatrix} \bar{Z}_S & \bar{Z}_m & \bar{Z}_M \\ \bar{Z}_M & \bar{Z}_S & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_M & \bar{Z}_S \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_0 & 0 & 0 \\ 0 & X_1 & 0 \\ 0 & 0 & X_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2)$$

Resolvendo (2), tem-se que:

$$\bar{Z}_S = j \frac{X_0 + X_1 + X_2}{3} \quad (3)$$

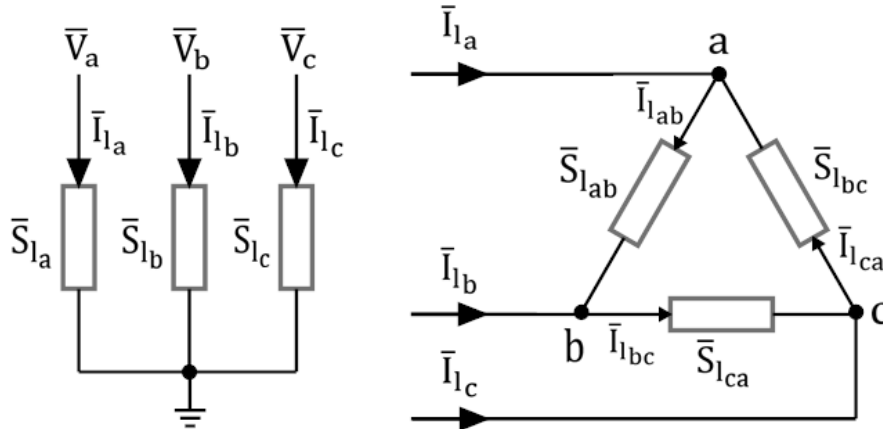
$$\bar{Z}_m = -\frac{\sqrt{3}(X_1 - X_2)}{6} + j \frac{2X_0 - X_1 - X_2}{6} \quad (4)$$

$$\bar{Z}_M = \frac{\sqrt{3}(X_1 - X_2)}{6} + j \frac{2X_0 - X_1 - X_2}{6} \quad (5)$$

2.3 MODELO DE CARGAS PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As cargas presentes em um sistema de distribuição de energia elétrica, geralmente, são especificadas pela potência aparente (kVA) e seu fator de potência ($\cos \theta$), ou sua potência ativa (kW) e seu fator de potência, ou sua potência ativa e sua potência reativa (kVAr). Estas cargas trifásicas podem ser conectadas em estrela ou delta como se apresenta na Figura 6.

Figura 6 - Representação de uma carga conectada em estrela e em delta.



Fonte: Elaboração do autor.

As equações básicas, por fase, envolvidas na definição do modelo de carga são apresentadas em (6) e (7).

$$\bar{S}_{\text{esp}} = \bar{V}_{\text{esp}} (\bar{I}_{\text{esp}})^* \quad (6)$$

$$\bar{V}_{\text{esp}} = \bar{Z}_{\text{esp}} \bar{I}_{\text{esp}} \quad (7)$$

Onde os valores especificados são os valores nominais por fase das cargas para condições nominais de operação.

2.3.1 Modelo de carga de potência constante

No modelo de potência constante, mesmo havendo variação da tensão e corrente aplicadas em seus terminais, a potência da carga é sempre constante. Na equação (8), define-se a potência de uma carga, para uma dada condição, em que tal carga está conectada com tensão diferente da tensão nominal e uma corrente diferente da corrente nominal.

$$\bar{S} = \bar{V} \bar{I}^*. \quad (8)$$

Considerando que a carga não apresenta variação no fasor da potência, isto é, $\bar{S} = \bar{S}_{\text{esp}}$, substituindo esta condição em (8), tem-se:

$$\bar{S}_{\text{esp}} = \bar{V} \bar{I}^*. \quad (9)$$

Como no algoritmo do fluxo de potência utilizam-se as injeções de correntes das cargas, então é necessária uma expressão desta corrente, considerando-se a equação (9), tem-se:

$$\bar{I} = \left(\frac{\bar{S}_{\text{esp}}}{\bar{V}} \right)^* \quad (10)$$

A equação (10) define a corrente de uma carga de potência constante quando essa carga está conectada com uma tensão diferente da sua tensão nominal ou especificada.

2.3.2 Modelo de carga de impedância constante

Neste tipo de modelo de carga, mesmo havendo variação da tensão aplicada nos terminais a impedância é sempre constante. Combinando-se as equações (6) e (7), pode-se definir a impedância de uma carga em função da tensão e da potência especificadas:

$$\bar{Z}_{\text{esp}} = \frac{|\bar{V}_{\text{esp}}|^2}{(\bar{S}_{\text{esp}})^*} \quad (11)$$

Considerando a equação (7) para a condição em que a carga está conectada com tensão diferente da tensão nominal, a nova corrente dessa carga é dada por:

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}}{\bar{Z}} \quad (12)$$

Considerando que a carga não apresenta variação de sua impedância, isto é $\bar{Z} = \bar{Z}_{\text{esp}}$, substitui-se (11) em (12) e tem-se:

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}(\bar{S}_{\text{esp}})^*}{|\bar{V}_{\text{esp}}|^2} \quad (13)$$

A equação (13) define a corrente de uma carga de impedância constante quando essa carga está conectada com tensão diferente de sua tensão nominal ou especificada.

2.3.3 Modelo de carga de corrente constante

Neste tipo de modelo, mesmo havendo variação da tensão aplicada em seus terminais, a magnitude da corrente da carga é sempre constante, da equação (6) se obtém a equação (14).

$$\bar{I}_{\text{esp}} = \left(\frac{\bar{S}_{\text{esp}}}{\bar{V}_{\text{esp}}} \right)^* \quad (14)$$

De acordo com a condição do modelo, se tem que $\bar{I}_{\text{esp}} = \bar{I}$, substituindo esta relação na equação (14) obtém-se a equação (15).

$$\bar{I} = \left(\frac{\bar{S}_{\text{esp}}}{\bar{V}_{\text{esp}}} \right)^* \quad (15)$$

Fazendo o produto de \bar{V}_{esp} no numerador e no denominador na equação (15), obtém-se, a equação (16).

$$\bar{I} = \frac{(\bar{S}_{\text{esp}})^* \bar{V}_{\text{esp}}}{(\bar{V}_{\text{esp}})^* \bar{V}_{\text{esp}}} = \frac{(\bar{S}_{\text{esp}})^* \bar{V}_{\text{esp}}}{|\bar{V}_{\text{esp}}|^2} \bar{V}_{\text{esp}} = \frac{(\bar{S}_{\text{esp}})^* \bar{V}_{\text{esp}}}{|\bar{V}_{\text{esp}}| |\bar{V}_{\text{esp}}|} = \frac{(\bar{S}_{\text{esp}})^*}{|\bar{V}_{\text{esp}}|} e^{j\delta_{\text{esp}}} \quad (16)$$

Agora da equação (15) e da equação (8) obtém-se a equação (17).

$$\frac{\bar{S}_{\text{esp}}}{\bar{V}_{\text{esp}}} = \frac{\bar{S}}{\bar{V}} \quad (17)$$

Resolvendo a equação (17) obtém-se a relação (18)

$$\frac{|\bar{S}_{\text{esp}}| e^{j\theta_{\text{esp}}}}{|\bar{S}| e^{j\theta}} = \frac{|\bar{V}_{\text{esp}}| e^{j\delta_{\text{esp}}}}{|\bar{V}| e^{j\delta}} \rightarrow \theta_{\text{esp}} - \theta = \delta_{\text{esp}} - \delta \quad (18)$$

Considerando que o fator de potência da carga também é sempre constante, é equivalente a $\cos \theta = \cos \theta_{\text{esp}} \rightarrow \theta = \theta_{\text{esp}}$, considerando-se esta última relação e a relação (18), obtém-se que $\delta_{\text{esp}} = \delta$. Substituindo esta última relação na equação (16) obtém-se a equação (19).

$$\bar{I} = \frac{(\bar{S}_{\text{esp}})^*}{|\bar{V}_{\text{esp}}|} e^{j\delta} \quad (19)$$

Então da equação (19) obtém-se a equação da corrente de carga (20), considerando-se o modelo de corrente constante em função da potência especificada, em que o módulo da tensão especificada e da tensão são diferentes da tensão nominal.

$$\bar{I} = \frac{(\bar{S}_{\text{esp}})^* \bar{V}}{|\bar{V}_{\text{esp}}| |\bar{V}|} \quad (20)$$

2.3.4 Modelo combinado de carga

A representação do modelo de carga mista é uma combinação dos modelos de carga de potência constante, corrente constante e impedância constante. Assim, o modelo combinado de carga é definido como sendo uma combinação linear das equações (10), (13) e (20), dada por:

$$\bar{I} = \frac{\alpha}{100} \left(\frac{\bar{S}_{\text{esp}}}{\bar{V}} \right)^* + \frac{\beta}{100} \left(\frac{\bar{V} (\bar{S}_{\text{esp}})^*}{|\bar{V}_{\text{esp}}|^2} \right) + \frac{\gamma}{100} \left(\frac{(\bar{S}_{\text{esp}})^* \bar{V}}{|\bar{V}_{\text{esp}}| |\bar{V}|} \right). \quad (21)$$

Sendo:

α : Porcentagem de carga de potência constante;

β : Porcentagem de carga de impedância constante;

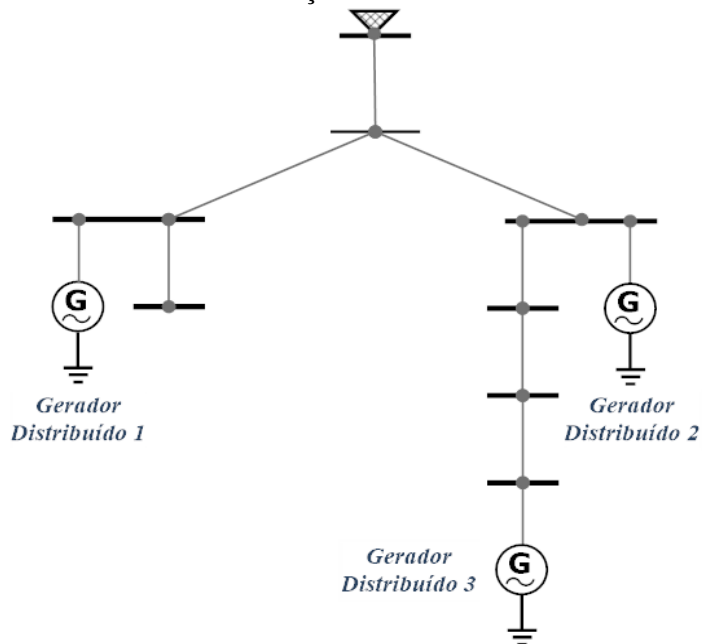
γ : Porcentagem de carga de corrente constante;

$$\alpha + \beta + \gamma = 100.$$

2.4 ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA

No algoritmo de localização de faltas utiliza-se como ferramenta auxiliar um programa de cálculo de fluxo de potência trifásico do tipo varredura e soma de correntes (26). Os geradores distribuídos são considerados como barras de tensão controlada no circuito de distribuição de acordo com a topologia apresentada na Figura 7.

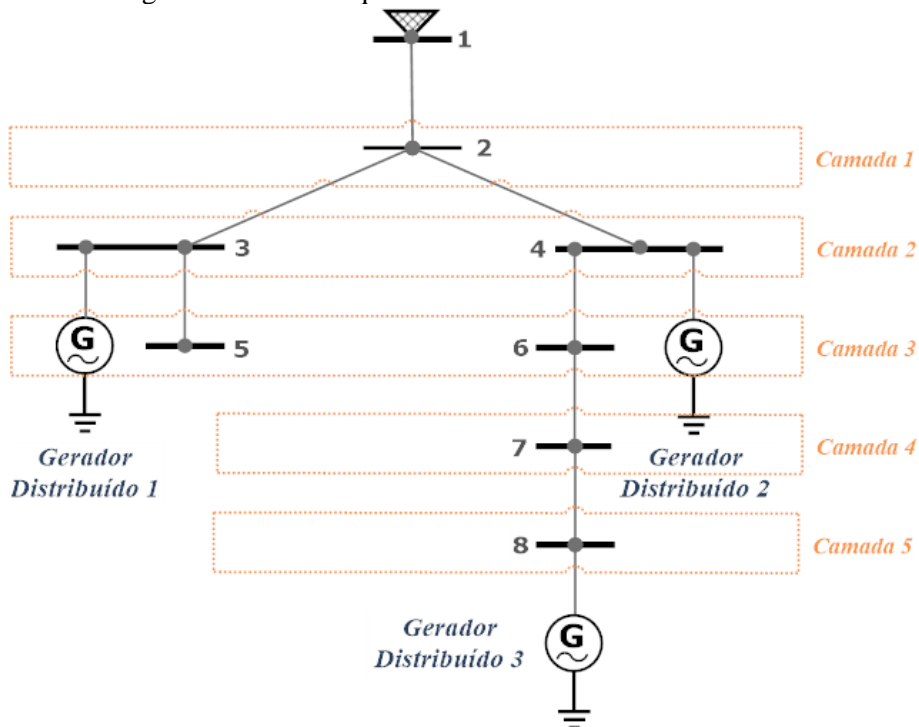
Figura 7 - Sistema de Distribuição com Gerador Distribuído.



Fonte: Elaboração do autor.

As barras do sistema são numeradas em camadas, conforme ilustrado na Figura 8.

Figura 8 - Sistema equivalente radial reordenado.



Fonte: Elaboração do autor.

O nó raiz é considerado como sendo o nó de referência, em que as magnitudes e os ângulos das tensões das fases são conhecidos, e a GD é substituída por uma fonte equivalente de corrente. Para iniciar o algoritmo de fluxo de potência (*flat start*), consideram-se ainda, as tensões iniciais para todos os nós do alimentador iguais às tensões do nó de referência e a potência reativa dos GDs iguais a zero (26). O processo iterativo do algoritmo de fluxo de potência para alimentadores radiais para a k -ésima iteração consiste dos seguintes passos:

i) Cálculo das correntes dos nós:

No circuito da Figura 8, para considerar no nó j do GD, o mesmo é substituído por uma fonte trifásica de corrente, $\bar{I}_{jg_{a,b,c}}^{(k)}$ atuando como uma carga, esta corrente é calculada pela equação (22).

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{jg_a} \\ \bar{I}_{jg_b} \\ \bar{I}_{jg_c} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} \left(\frac{P_{jshg_a} + jQ_{jg_a}^{(k-1)}}{\bar{V}_{jg_a}^{(k-1)}} \right)^* \\ \left(\frac{P_{jshg_b} + jQ_{jg_b}^{(k-1)}}{\bar{V}_{jg_b}^{(k-1)}} \right)^* \\ \left(\frac{P_{jshg_c} + jQ_{jg_c}^{(k-1)}}{\bar{V}_{jg_c}^{(k-1)}} \right)^* \end{bmatrix} \quad (22)$$

Sendo:

$P_{jshg_{a,b,c}}$: Potência shunt ativa monofásica programada para o gerador, cujo valor é conhecido;

$Q_{jg_{a,b,c}}$: Potência reativa do Gerador, onde sem considerar o controle de tensão trata-se de uma barra PQ, então $Q_{jg_{a,b,c}}$ é constante durante toda execução do algoritmo. Considerando o controle de tensão, trata-se de uma barra PV, então o valor da potência reativa fornecida muda em cada iteração ($Q_{jg_{ab,c}}^{(k-1)}$), visando manter o módulo da tensão fixado no valor estimado;

$\bar{V}_{jg,a,b,c}^{(k-1)}$: Tensão de cada fase na barra j. Na primeira iteração, uma tensão única é assumida em todas as barras do sistema, podendo-se inicializar com valores de tensão iniciais iguais às tensões de barras.

A corrente consumida pela carga na barra j, $\bar{I}_{jla,b,c}$, considerando o modelo combinado de carga é calculada através da equação (23).

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{jla} \\ \bar{I}_{jlb} \\ \bar{I}_{jlc} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} \frac{\alpha}{100} \left(\frac{\bar{S}_{jla}}{\bar{V}_{ja}^{(k-1)}} \right)^* + \frac{\beta}{100} \left(\frac{(\bar{S}_{jla})^* \bar{V}_{ja}^{(k-1)}}{|\bar{V}_{esp_a}|^2} \right) + \frac{\gamma}{100} \left(\frac{(\bar{S}_{jla})^* \bar{V}_{ja}^{(k-1)}}{|\bar{V}_{esp_a}| |\bar{V}_{ja}^{(k-1)}|} \right) \\ \frac{\alpha}{100} \left(\frac{\bar{S}_{jlb}}{\bar{V}_{jb}^{(k-1)}} \right)^* + \frac{\beta}{100} \left(\frac{(\bar{S}_{jlb})^* \bar{V}_{jb}^{(k-1)}}{|\bar{V}_{esp_b}|^2} \right) + \frac{\gamma}{100} \left(\frac{(\bar{S}_{jlb})^* \bar{V}_{jb}^{(k-1)}}{|\bar{V}_{esp_b}| |\bar{V}_{jb}^{(k-1)}|} \right) \\ \frac{\alpha}{100} \left(\frac{\bar{S}_{jlc}}{\bar{V}_{jc}^{(k-1)}} \right)^* + \frac{\beta}{100} \left(\frac{(\bar{S}_{jlc})^* \bar{V}_{jc}^{(k-1)}}{|\bar{V}_{esp_c}|^2} \right) + \frac{\gamma}{100} \left(\frac{(\bar{S}_{jlc})^* \bar{V}_{jc}^{(k-1)}}{|\bar{V}_{esp_c}| |\bar{V}_{jc}^{(k-1)}|} \right) \end{bmatrix} \quad (23)$$

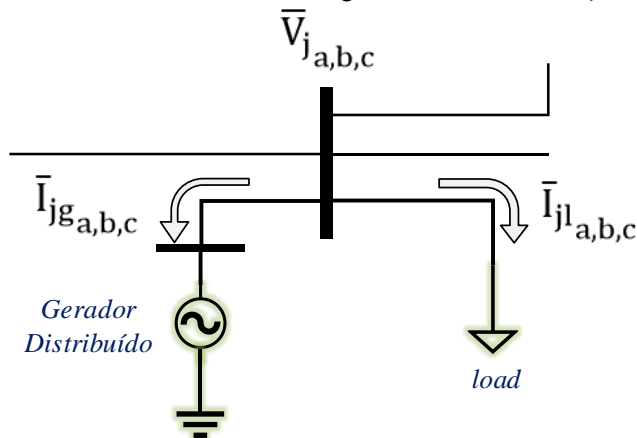
Sendo,

$\bar{S}_{jla,b,c}$: Valor da potência da carga especificada por fase conectada na barra j.

O modelo de carga é válido só para cargas conectadas em estrela (Y) solidamente aterradas. As cargas em delta (Δ) podem ser também incluídas no algoritmo por meio da alteração da equação (23). No caso de existir um GD conectado à barra j, onde está também uma carga consumindo corrente $\bar{I}_{jla,b,c}^{(k)}$, de acordo com a Figura 9, a equação (24) é aplicada.

$$\bar{I}_{ja,b,c}^{(k)} = \bar{I}_{jga,b,c}^{(k)} + \bar{I}_{jla,b,c}^{(k)} \quad (24)$$

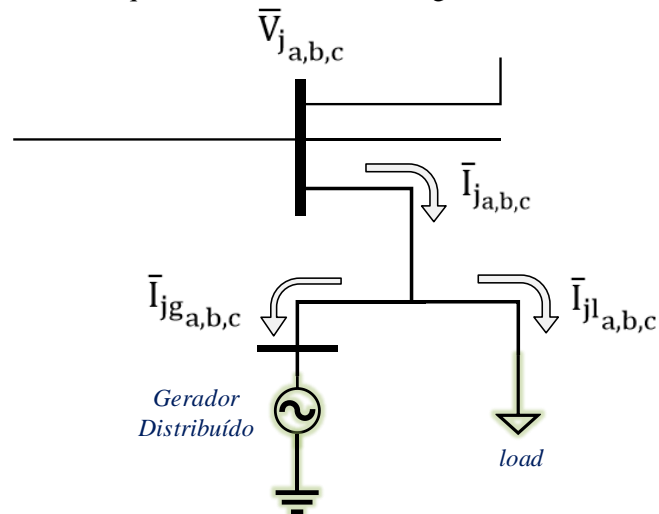
Figura 9 – Circuito do GD com carga conectado à barra j.



Fonte: Elaboração do autor.

Na Figura 10 estão detalhadas as componentes de correntes na barra j de acordo com a equação (24).

Figura 10 – Circuito equivalente do GD com carga conectada à barra j.



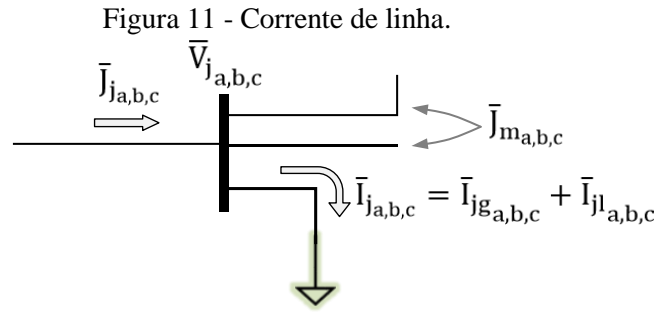
Fonte: Elaboração do autor.

ii) Cálculo das correntes das linhas

Neste passo, chamado de varredura à montante, a primeira lei de Kirchhoff é aplicada em todas as barras do sistema de distribuição supondo conhecidos os perfis de tensão em cada barra. O processo de varredura deve ser iniciado nas barras pertencentes às camadas mais afastadas da subestação e avançar, uma camada de cada vez, até chegar à subestação. A equação (25) é aplicada para cada barra j do sistema.

$$\begin{bmatrix} \bar{J}_{j_a} \\ \bar{J}_{j_b} \\ \bar{J}_{j_c} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{j_a} \\ \bar{I}_{j_b} \\ \bar{I}_{j_c} \end{bmatrix}^{(k)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} \bar{J}_{m_a} \\ \bar{J}_{m_b} \\ \bar{J}_{m_c} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (25)$$

As componentes de correntes que aparecem na equação (25) estão ilustradas na Figura 11.



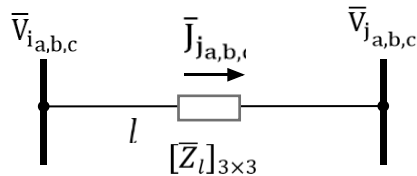
Fonte: Elaboração do autor.

iii) Atualização dos níveis de tensão

O processo de varredura deve ser inicializado na subestação, onde a magnitude da tensão na subestação é conhecida e constante, tanto em módulo quanto em fase. Aplicando-se a segunda lei de Kirchhoff, inicializa-se este procedimento na primeira camada e move-se em direção à última camada, neste caso a barra i deve estar em uma camada acima da barra j . O valor da impedância é obtido através de modelagem matricial de dimensão $[\bar{Z}_l]_{3 \times 3}$, de acordo com a equação (26) que é aplicada a cada ramo do sistema de distribuição.

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{j_a} \\ \bar{V}_{j_b} \\ \bar{V}_{j_c} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{i_a} \\ \bar{V}_{i_b} \\ \bar{V}_{i_c} \end{bmatrix}^{(k)} - \begin{bmatrix} \bar{z}_{aa,l} & \bar{z}_{ab,l} & \bar{z}_{ac,l} \\ \bar{z}_{ba,l} & \bar{z}_{bb,l} & \bar{z}_{bc,l} \\ \bar{z}_{ca,l} & \bar{z}_{cb,l} & \bar{z}_{cc,l} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{J}_{j_a} \\ \bar{J}_{j_b} \\ \bar{J}_{j_c} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (26)$$

Figura 12 – Queda de tensão entre as barras.



Fonte: Elaboração do autor.

Uma vez que os três passos descritos anteriormente foram executados dentro de uma mesma iteração, verifica-se a convergência do algoritmo.

iv) Critério de convergência

O critério de convergência adotado consiste em considerar os desvios das grandezas de tensão e potência, que são a diferença entre os valores fornecidos inicialmente e os valores calculados, respectivamente, para os geradores distribuídos e cargas do sistema em cada iteração. Desta forma, considera-se que o algoritmo convergiu quando este desvio para todos os GDs e cargas, simultaneamente, atingirem o valor de tolerância preestabelecido.

Os desvios das potências das cargas são calculados para todas as fases de cada um dos nós como as diferenças entre as potências calculadas e as potências das cargas em seu respectivo nó, de acordo com a equação (27).

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta \bar{S}_{j_{1a}}^{(k)} = \bar{V}_{j_a}^{(k)} \times (\bar{I}_{j_{1a}}^{(k)})^* - \left(\frac{\alpha}{100} \bar{S}_{j_{1a}} \left(\frac{|\bar{V}_{j_a}^{(k)}|}{|\bar{V}_{esp_a}|} \right)^0 + \frac{\gamma}{100} \bar{S}_{j_{1a}} \left(\frac{|\bar{V}_{j_a}^{(k)}|}{|\bar{V}_{esp_a}|} \right)^1 + \frac{\beta}{100} \bar{S}_{j_{1a}} \left(\frac{|\bar{V}_{j_a}^{(k)}|}{|\bar{V}_{esp_a}|} \right)^2 \right) \\ \Delta \bar{S}_{j_{1b}}^{(k)} = \bar{V}_{j_b}^{(k)} \times (\bar{I}_{j_{1b}}^{(k)})^* - \left(\frac{\alpha}{100} \bar{S}_{j_{1b}} \left(\frac{|\bar{V}_{j_b}^{(k)}|}{|\bar{V}_{esp_b}|} \right)^0 + \frac{\gamma}{100} \bar{S}_{j_{1b}} \left(\frac{|\bar{V}_{j_b}^{(k)}|}{|\bar{V}_{esp_b}|} \right)^1 + \frac{\beta}{100} \bar{S}_{j_{1b}} \left(\frac{|\bar{V}_{j_b}^{(k)}|}{|\bar{V}_{esp_b}|} \right)^2 \right) \\ \Delta \bar{S}_{j_{1c}}^{(k)} = \bar{V}_{j_c}^{(k)} \times (\bar{I}_{j_{1c}}^{(k)})^* - \left(\frac{\alpha}{100} \bar{S}_{j_{1c}} \left(\frac{|\bar{V}_{j_c}^{(k)}|}{|\bar{V}_{esp_c}|} \right)^0 + \frac{\gamma}{100} \bar{S}_{j_{1c}} \left(\frac{|\bar{V}_{j_c}^{(k)}|}{|\bar{V}_{esp_c}|} \right)^1 + \frac{\beta}{100} \bar{S}_{j_{1c}} \left(\frac{|\bar{V}_{j_c}^{(k)}|}{|\bar{V}_{esp_c}|} \right)^2 \right) \end{array} \right. \quad (27)$$

Para as barras PVs, os desvios da potência ativa dos GDs é a diferença entre a potência ativa calculada e a potência ativa gerada pelos GDs, dada pela equação (28).

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{j_{ga}}^{(k)} = \text{Real} \left\{ \bar{V}_{j_{ga}}^{(k)} \times (\bar{I}_{j_{ga}}^{(k)})^* \right\} - P_{j_{shga}} \\ \Delta P_{j_{gb}}^{(k)} = \text{Real} \left\{ \bar{V}_{j_{gb}}^{(k)} \times (\bar{I}_{j_{gb}}^{(k)})^* \right\} - P_{j_{shgb}} \\ \Delta P_{j_{gc}}^{(k)} = \text{Real} \left\{ \bar{V}_{j_{gc}}^{(k)} \times (\bar{I}_{j_{gc}}^{(k)})^* \right\} - P_{j_{shgc}} \end{array} \right. \quad (28)$$

Para analisar a convergência para as tensões dos GDs para as barras do tipo PV, a equação (29) é aplicada.

$$\begin{cases} \Delta V_{jga}^{(k)} = |\bar{V}_{jga}^{(k)}| - V_{jshga} \\ \Delta V_{jgb}^{(k)} = |\bar{V}_{jgb}^{(k)}| - V_{jshgb} \\ \Delta V_{jgc}^{(k)} = |\bar{V}_{jgc}^{(k)}| - V_{jshgc} \end{cases} \quad (29)$$

Se os $\Delta \bar{S}_{ja,b,c}^{(k)}$, $\Delta P_{jga,b,c}^{(k)}$, $\Delta V_{jga,b,c}^{(k)}$ forem menores que um valor de tolerância preestabelecido, o algoritmo encontra a convergência. Caso contrário, as equações (30) e (31) são aplicadas para calcular uma nova potência reativa $Q_{jga,b,c}$, dada pela Equação (35). Estas equações são apresentadas nas subseções seguintes.

2.4.1 Atualização da potência reativa do GD

Em cada iteração o módulo da tensão $\bar{V}_{jga,b,c}^{(k)}$ do GD na barra j é diferente do módulo da tensão $V_{jshga,b,c}$ na barra do tipo PV onde está conectado o GD, existindo uma diferença entre elas. Essa diferença pode ser corrigida injetando ou consumindo mais ou menos potência reativa $Q_{jga,b,c}$, podendo ser esta correção positiva ou negativa, respectivamente. A tensão desejada $\bar{V}_{jgd,a,b,c}^{(k)}$ é dada em função da tensão $V_{jshga,b,c}$ e do ângulo $\theta_{jga,b,c}^{(k)}$ do fasor $\bar{V}_{jga,b,c}^{(k)}$, como representado matematicamente na equação (30).

$$\bar{V}_{jgd,a,b,c}^{(k)} = V_{jshga,b,c} \times e^{j\theta_{jga,b,c}^{(k)}} \quad (30)$$

Inicialmente atualizam-se as correntes dos GDs, de acordo com a equação (31).

$$\bar{I}_{jgn,a,b,c}^{(k)} = \bar{I}_{jga,b,c}^{(k)} + \Delta \bar{I}_{jga,b,c}^{(k)} \quad (31)$$

A atualização das correntes é dada pelos desvios $\Delta \bar{I}_{jga,b,c}^{(k)}$, sendo esta calculada através da equação (32), onde se consideram n GDs.

$$\begin{bmatrix} \Delta \bar{I}_{j1ga,b,c}^{(k)} \\ \Delta \bar{I}_{j2ga,b,c}^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \bar{I}_{jn ga,b,c}^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{g1a,b,c} & \bar{Z}_{g12a,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{g1na,b,c} \\ \bar{Z}_{g12a,b,c} & \bar{Z}_{g2a,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{g2na,b,c} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Z}_{g1na,b,c} & \bar{Z}_{g2na,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{gna,b,c} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \bar{V}_{j1ga,b,c} - \bar{V}_{j1gd,a,b,c}^{(k)} \\ \bar{V}_{j2ga,b,c} - \bar{V}_{j2gd,a,b,c}^{(k)} \\ \vdots \\ \bar{V}_{jn ga,b,c} - \bar{V}_{jngd,a,b,c}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (32)$$

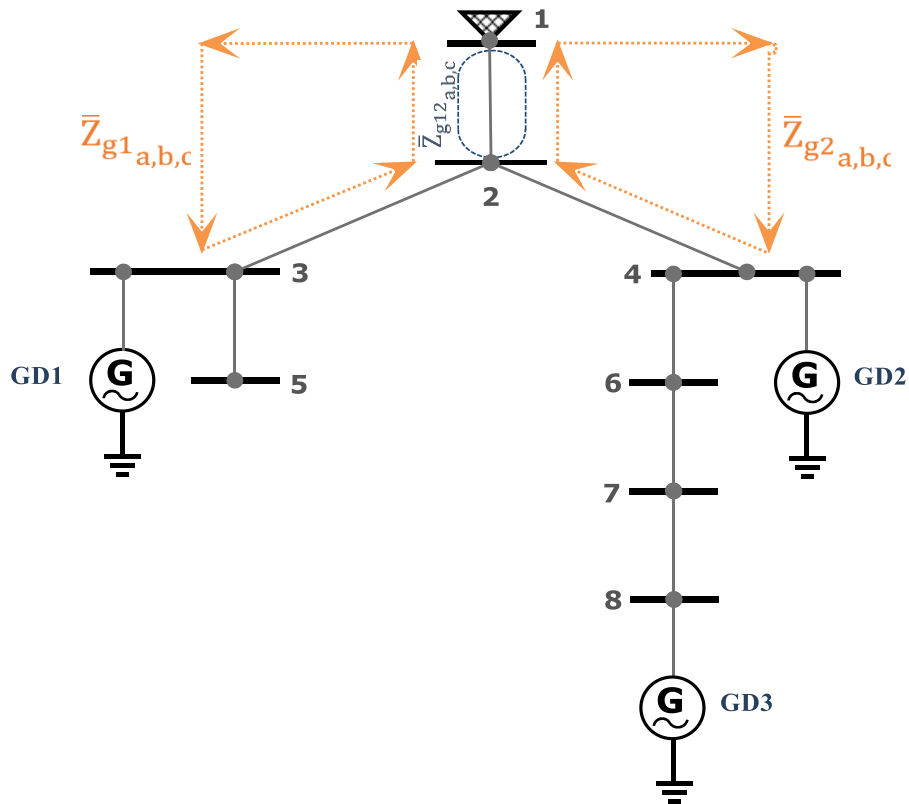
Sendo:

$\bar{Z}_{gi_{a,b,c}}$: Somatório das impedâncias de linha dos trechos do sistema original formado pelo caminho desde a barra onde está alocado o GD i , até a barra de referência.

$\bar{Z}_{gr_{a,b,c}}$: Somatório das impedâncias dos trechos de linha que são compartilhados por dois caminhos dos geradores distribuídos r e s .

Na Figura 13 apresentam-se estas impedâncias.

Figura 13 - Impedâncias dos caminhos e dos trechos dos GD 1 e GD 2.



Fonte: Elaboração do autor.

Seja a equação (31) considerando o conjugado da corrente e pré multiplicando-a pela tensão $\bar{V}_{j_{g_{a,b,c}}}^{(k)}$, calcula-se a parte imaginária de cada termo, de acordo com a equação (33).

$$\begin{aligned} & \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{j_{g_{a,b,c}}}^{(k)} \left(\bar{I}_{j_{g_{a,b,c}}}^{(k)} \right)^* \right\} \\ & = \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{j_{g_{a,b,c}}}^{(k)} \left(\bar{I}_{j_{g_{a,b,c}}}^{(k)} \right)^* \right\} + \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{j_{g_{a,b,c}}}^{(k)} \left(\Delta \bar{I}_{j_{g_{a,b,c}}}^{(k)} \right)^* \right\} \end{aligned} \quad (33)$$

Na equação (33) identificam-se os termos da potência reativa, onde se mostra que a potência reativa $Q_{jg_{a,b,c}}^{(k)}$ é atualizada por um fator $\Delta Q_{jg_{a,b,c}}^{(k)}$ conforme a equação (34).

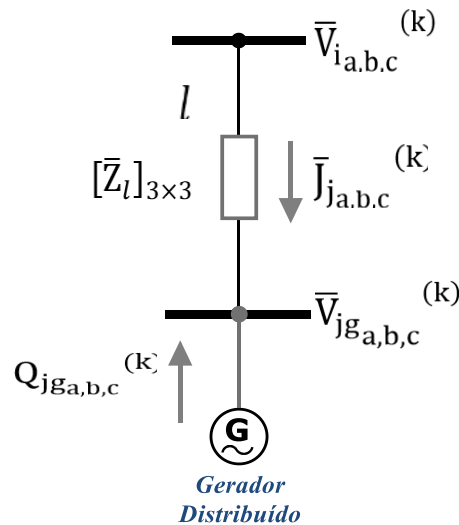
$$Q_{jg_{a,b,c}}^{(k+1)} \rightarrow Q_{jg_{a,b,c}}^{(k)} + \Delta Q_{jg_{a,b,c}}^{(k)} \quad (34)$$

A atualização da potência reativa $Q_{jg_{a,b,c}}^{(k)}$ pode ser efetuada também de acordo com a equação (35), levando-se em consideração as equações (33) e (34).

$$\begin{cases} Q_{jg_a}^{(k)} = \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{jg_a}^{(k)} \times \left(\bar{I}_{jgn_a}^{(k)} \right)^* \right\} \\ Q_{jg_b}^{(k)} = \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{jg_b}^{(k)} \times \left(\bar{I}_{jgn_b}^{(k)} \right)^* \right\} \\ Q_{jg_c}^{(k)} = \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{jg_c}^{(k)} \times \left(\bar{I}_{jgn_c}^{(k)} \right)^* \right\} \end{cases} \quad (35)$$

A nova potência reativa $Q_{jg_{a,b,c}}^{(k)}$ é a potência que é necessária para obter a magnitude de tensão desejada $\bar{V}_{jg_{a,b,c}}^{(k)}$ na barra j do tipo PV. Esta nova potência reativa vai fazer com que o módulo da tensão na barra PV aumente ou diminua, dependendo do que é necessário em cada caso, sendo assim injetar ou consumir mais ou menos potência reativa $\Delta Q_{jg_{a,b,c}}^{(k)}$ em cada iteração (k).

Figura 14 – Injeção da potência reativa do GD na barra k.



Fonte: Elaboração do autor.

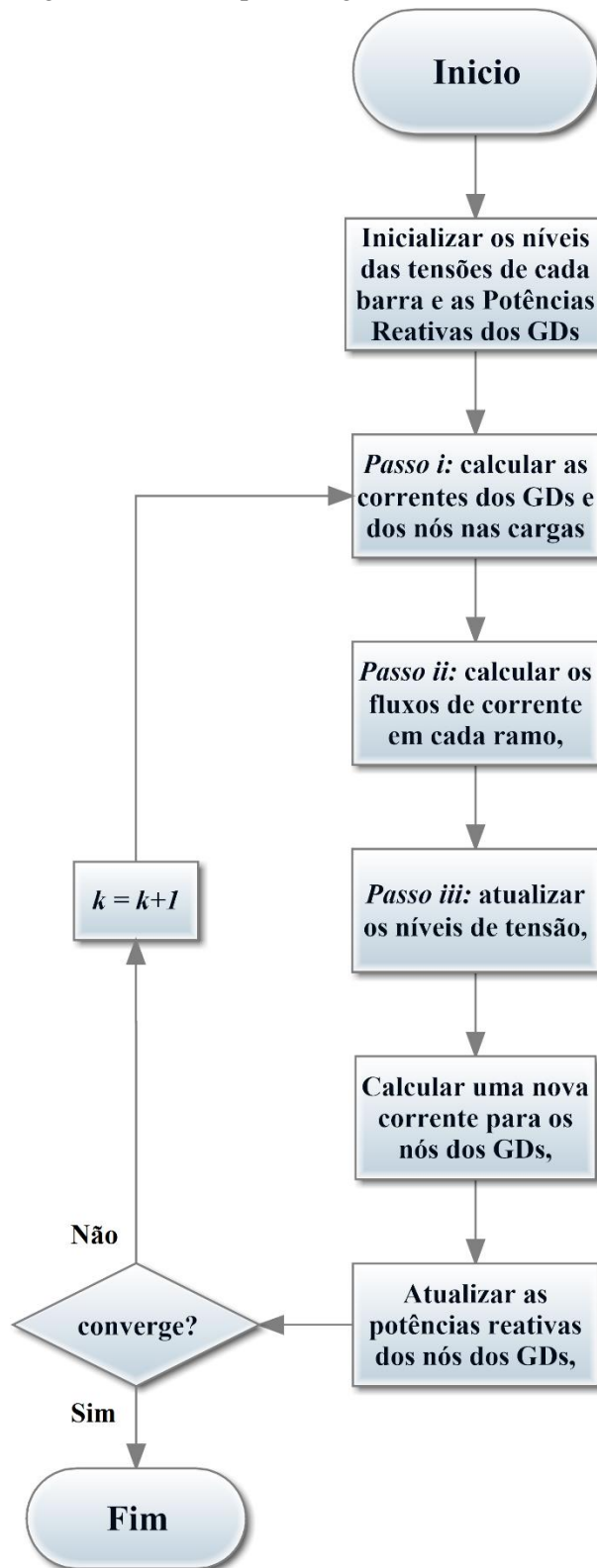
O valor da potência reativa $Q_{jg_{a,b,c}}^{(k)}$ fornecida pelo GD deve ser atualizada em cada iteração através da equação (35), e depois considerada na equação (22) para determinar as correntes do GD. Desta forma, para obter a convergência final do algoritmo de fluxo de potência que é um algoritmo fundamental para localização de faltas em redes radiais e que deve ser robusto, preciso, confiável e computacionalmente eficiente, devem-se atender simultaneamente as seguintes condições:

- (a) A equação (23) deve garantir a convergência da potência da carga, $\bar{S}_{j_{a,b,c}}$.
- (b) A equação (22) deve garantir a convergência da potência ativa do GD nas barras do tipo PV, $P_{jsh_{a,b,c}}$.
- (c) A equação (35) deve garantir a convergência da magnitude de tensão do GD nas barras do tipo PV, $V_{jsh_{a,b,c}}$.

2.4.2 Diagrama de blocos do algoritmo

Na Figura 15 ilustra-se o diagrama de blocos do algoritmo de fluxo de carga para redes de distribuição com GDs, para ser utilizado como a ferramenta computacional básica para localização de faltas em redes radiais aéreas de distribuição de energia elétrica.

Figura 15 - Diagrama de blocos para o algoritmo de fluxo de carga proposto.



Fonte: Elaboração do autor.

2.5 ESTIMATIVA DA POTÊNCIA PRÉ-FALTA DOS TRANSFORMADORES

A estimativa correta do carregamento exato dos transformadores da rede de distribuição durante a falta é muito difícil, sendo uma das maiores fontes de imprecisão para os algoritmos de localização de faltas baseados na análise do circuito elétrico. Neste trabalho para fazer esta estimativa utilizou-se uma adaptação do método apresentado em (18) para incorporar a GD, que considera que o carregamento é estimado com base na potência nominal de cada transformador, e esta potência está armazenada em uma base de dados, então a potência complexa pré-falta de cada transformador pode ser calculada de acordo com a equação (36).

$$\bar{S}_i = \left(\beta_i S_i^{\text{Nom}} \times \frac{S_{SE}}{\sum_{k=1}^{nl} \beta_k S_k^{\text{Nom}}} \right) [\cos \theta_{SE} + j \sin \theta_{SE}] \quad (36)$$

$$\bar{S}_i = |\bar{S}_i| \angle \theta_{SE}$$

S_i^{Nom} : Potência aparente do Transformador;

S_{SE} : Potência aparente estimada para a Subestação;

$\cos \theta_{SE}$: Fator de potência estimado para a subestação;

Nl : Número total de transformadores instalados no alimentador;

β_i : Carregamento médio do transformador i , $0 \leq \beta_i \leq 1.0$.

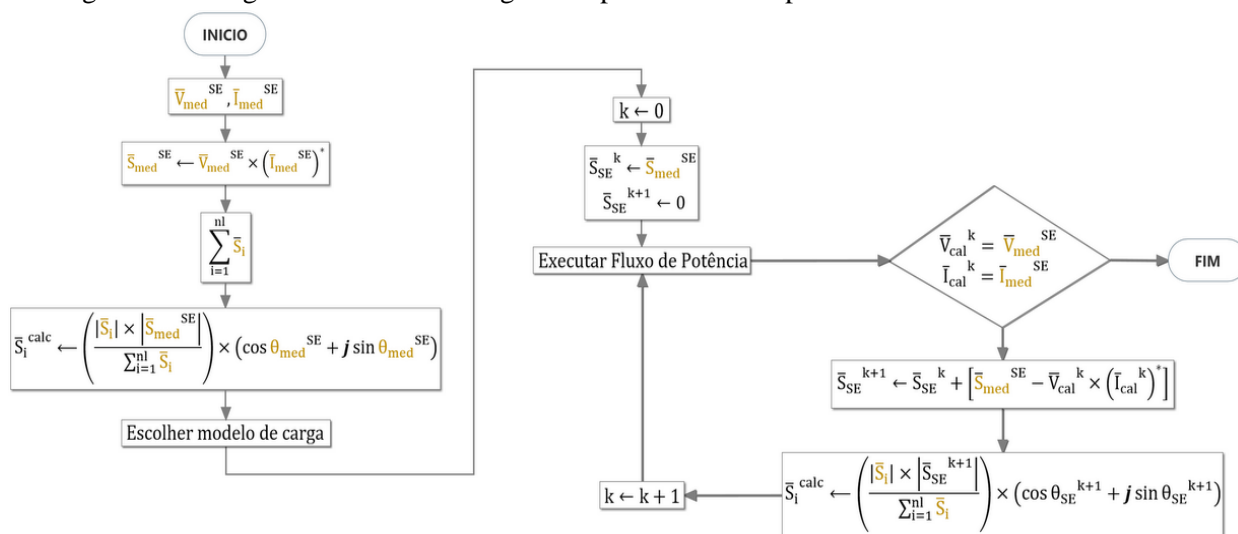
Com base na equação (36), o algoritmo para estimar o carregamento dos transformadores, no instante de ocorrência da falta, compreende os seguintes passos:

- i) Calcular a potência injetada no nó inicial do alimentador usando os valores da corrente e a tensão pré-falta medidas neste ponto;
- ii) Calcular o somatório da potência nominal dos transformadores instalados no alimentador, utilizando os dados da base de dados;
- iii) Estimar a potência inicial de cada transformador de distribuição a partir da equação (36);
- iv) Definir o modelo de carga de cada transformador de distribuição;

- v) Executar o fluxo de potência e comparar se as tensões e correntes após a convergência são iguais as medidas;
- vi) Se as tensões e correntes calculadas forem iguais às medidas terminar as iterações. Em caso contrário, ir para o passo *vii*;
- vii) Por meio da potência calculada no passo *i*, das tensões e correntes calculadas no passo *v*, calcular a nova potência para o nó inicial;
- viii) Recalcular a nova potência dos transformadores e retornar ao passo *v* até que a convergência seja obtida.

Na Figura 16, ilustram-se na forma de diagrama de blocos, os passos descritos neste algoritmo para obter a estimativa do carregamento dos transformadores.

Figura 16 – Diagrama de blocos do algoritmo para cálculo da potência dos transformadores.



Fonte: Elaboração do autor.

No caso se tenha GDs, as medidas da tensão e corrente dos GD são conhecidas então as potências dos GDs são conhecidas, então nos passos anteriores considerar esta potência

2.6 MÉTODO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

Na incidência de uma falta na rede de distribuição radial a corrente que se injeta no ponto de falta é muito grande em comparação com as demais correntes do sistema.

Considerando esta característica e que os elementos da matriz de impedância do sistema são dispersos nas linhas correspondentes aos nós extremos, porque o sistema de distribuição é radial, pode-se estimar o ponto de falta de uma maneira rápida, eficiente e com boa sensibilidade usando-se a teoria de circuitos elétricos e medidores esparsos de tensão.

Os medidores devem ser alocados nos nós extremos dos alimentadores da rede de distribuição radial e em pontos específicos do sistema, considerando-se a dispersão dos elementos da matriz de impedância. Na equação (37) definem-se todas as correntes e tensões das cargas do sistema, sendo útil para muitas aplicações, pois modela-se matematicamente o sistema em uma única equação.

$$\begin{bmatrix} \bar{Z}_{11a,b,c} & \bar{Z}_{12a,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{1na,b,c} \\ \bar{Z}_{21a,b,c} & \bar{Z}_{22a,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{2na,b,c} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \bar{Z}_{j1a,b,c} & \bar{Z}_{j2a,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{jna,b,c} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \bar{Z}_{n1a,b,c} & \bar{Z}_{n2a,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{nna,b,c} \end{bmatrix}_{n \times n} \begin{bmatrix} \bar{I}_{1a,b,c} \\ \bar{I}_{2a,b,c} \\ \vdots \\ \bar{I}_{ja,b,c} \\ \vdots \\ \bar{I}_{na,b,c} \end{bmatrix}_{n \times 1} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{ref,a,b,c} - \bar{V}_{1a,b,c} \\ \bar{V}_{ref,a,b,c} - \bar{V}_{2a,b,c} \\ \vdots \\ \bar{V}_{ref,a,b,c} - \bar{V}_{ja,b,c} \\ \vdots \\ \bar{V}_{ref,a,b,c} - \bar{V}_{na,b,c} \end{bmatrix}_{n \times 1} \quad (37)$$

Sendo:

$\bar{Z}_{ij,a,b,c}$: Elemento da matriz de impedâncias, correspondendo à carga i com a carga j .

$\bar{I}_{ja,b,c}$: Corrente correspondente à carga j .

$\bar{V}_{ref,a,b,c}$: Tensão de referência, geralmente é a tensão da subestação.

$\bar{V}_{ja,b,c}$: Tensão correspondente à carga j .

Assumindo-se que m barras são monitoradas por medidores inteligentes, portanto selecionam-se as m linhas correspondentes da equação (37) para formar a equação (38).

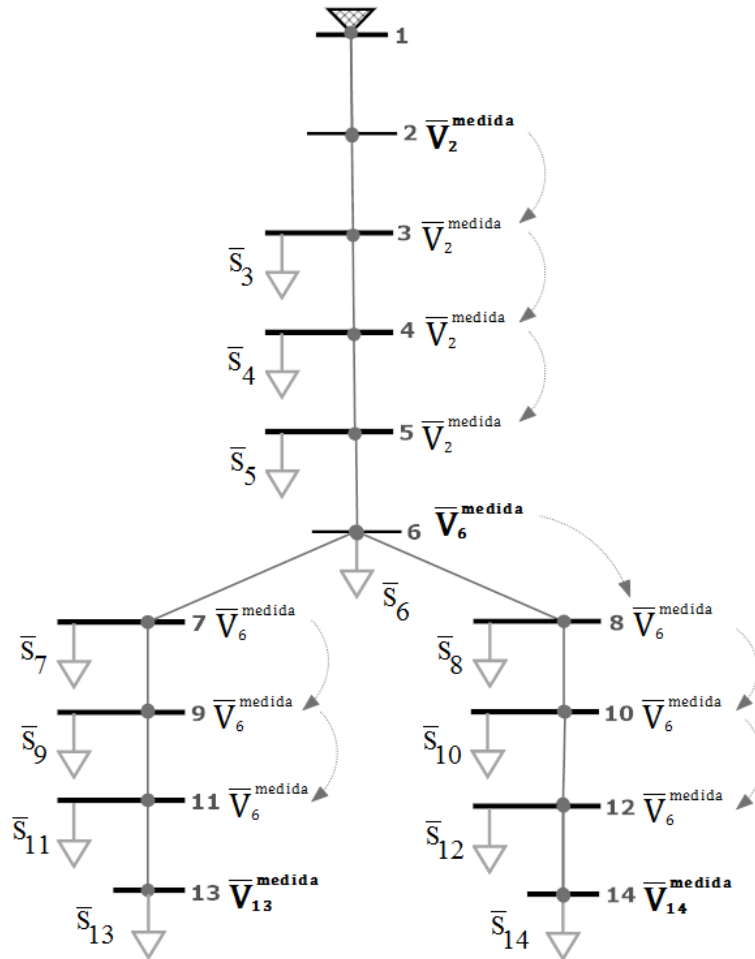
$$\begin{bmatrix} \bar{Z}_{i_1 1 a,b,c} & \bar{Z}_{i_1 2 a,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{i_1 n a,b,c} \\ \bar{Z}_{i_2 1 a,b,c} & \bar{Z}_{i_2 2 a,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{i_2 n a,b,c} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \bar{Z}_{i_j 1 a,b,c} & \bar{Z}_{i_j 2 a,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{i_j n a,b,c} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \bar{Z}_{i_m 1 a,b,c} & \bar{Z}_{i_m 2 a,b,c} & \cdots & \bar{Z}_{i_m n a,b,c} \end{bmatrix}_{m \times n} \begin{bmatrix} \bar{I}_{1a,b,c} \\ \bar{I}_{2a,b,c} \\ \vdots \\ \bar{I}_{ja,b,c} \\ \vdots \\ \bar{I}_{na,b,c} \end{bmatrix}_{n \times 1} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{ref,a,b,c} - \bar{V}_{i_1 a,b,c} \\ \bar{V}_{ref,a,b,c} - \bar{V}_{i_2 a,b,c} \\ \vdots \\ \bar{V}_{ref,a,b,c} - \bar{V}_{i_j a,b,c} \\ \vdots \\ \bar{V}_{ref,a,b,c} - \bar{V}_{i_m a,b,c} \end{bmatrix}_{m \times 1} \quad (38)$$

Conhecidas as tensões, as correntes e a matriz de impedâncias então pode-se pesquisar o possível nó em falta, a corrente de falta com a equação (39) para a linha j, supondo que a corrente de falta aconteceu na barra p.

$$\bar{I}_{p,a,b,c} = \left(\bar{Z}_{ijp_{a,b,c}} \right)^{-1} \left(\bar{V}_{ref_{a,b,c}} - \bar{V}_{j,a,b,c} - \sum_{k \in \mathcal{M}} \bar{Z}_{ijk_{a,b,c}} \bar{I}_{k,a,b,c} \right) \quad (39)$$

Para o cálculo da corrente estimada $\bar{I}_{k,a,b,c}$ consideram-se as potências estimadas da seção 2.5 e os fasores das tensões fornecidos pelos medidores alocados no sistema, sendo $k \in \mathcal{M}$ os nós que a barra de prova não incide, por exemplo seja o sistema em análise da Figura 17.

Figura 17 – Sistema teste trifásico com tensões medidas nas barras 2, 6, 13 e 14.



Fonte: Elaboração do autor.

Seja 7 o nó de prova então, as correntes que a barra de prova não incide são os nós 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12 e 14; e as tensões dos medidores são usadas para fornecer este valor aos nós que não têm tensões medidas como se apresentou na Figura 17.

Para a localização das faltas de alta impedância considera-se da equação (39), todas as barras do sistema para o conjunto $k \in \mathcal{M}$ com a exceção da barra de prova que está sendo calculada. Esta última consideração não é relevante para faltas de baixa impedância, mas tomando esta consideração também se localiza a falta, mas com maior erro. Desse modo durante a falta, o desvio entre a corrente medida na subestação $\bar{I}_{a,b,c}^{SE}$ e as correntes $\bar{I}_{p,a,b,c}$ obtidos através da equação (39) é definido por:

$$\Delta \bar{I}_{p,a,b,c} = \bar{I}_{a,b,c}^{SE} - \sum_{k \in \mathcal{M}} \bar{I}_{k,a,b,c} - \bar{I}_{p,a,b,c} \quad (40)$$

$$\delta_{p,a,b,c} = |\Delta \bar{I}_{p_a}| + |\Delta \bar{I}_{p_b}| + |\Delta \bar{I}_{p_c}| \quad (41)$$

No caso que se tenha conhecimento da fase em falta, da equação (41) só se consideram as fases em falta, por exemplo para uma falta na fase A se terá a equação (42); o conhecimento da fase em falta fornece maior precisão na localização da barra em falta.

$$\delta_{p_a} = |\Delta \bar{I}_{p_a}| \quad (42)$$

Para o nó em falta os $\Delta \bar{I}_{p,a,b,c}$ não serão nulos, mas devem tender para valores próximos entre si, então a seleção do provável local de uma falta são obtidas utilizando a equação (43).

$$lf_i = \min \left\{ \max\{\delta_j\} - \min\{\delta_j\} \right\} \quad (43)$$

$$j = 1, \dots, nm$$

$$i = 1, \dots, nb$$

Sendo:

nm: Total de pontos de medição;

nb: Total de nós analisados no alimentador.

O nó que apresenta o menor I_f , calculado pela equação (43), é escolhido como sendo o provável ponto em falta. A escolha e a seleção do provável nó em falta são efetuadas com base na análise dos valores I_{fj} calculados pela equação (43), os quais garantem que, considerando todas as fases envolvidas na falta, o nó escolhido como sendo aquele em falta sempre terá um I_f menor que os demais analisados (38).

Para o caso que se tenha GDs, na equação (39) deve-se considerar as correntes dos GDs conhecidas.

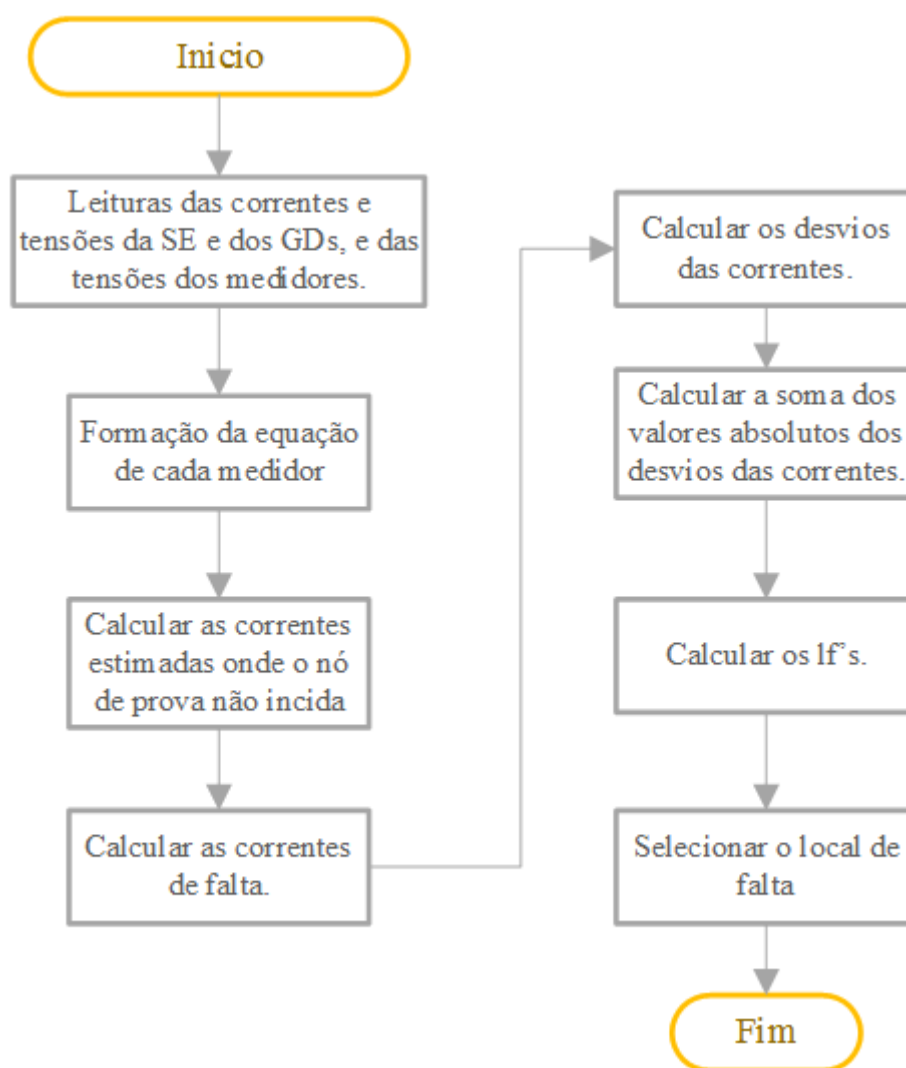
2.7 ALGORITMO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

O algoritmo de localização de faltas é baseado na análise da matriz de impedância da teoria de circuitos elétricos e dos medidores esparsos de tensão. O processo de localização de faltas é realizado executando-se os passos de *i* a *viii* descritos a seguir.

- i. Fazer a leitura das grandezas dos fasores da tensão e corrente para o nó inicial do alimentador, dos fasores das tensões e correntes nos nós dos GDs, as fasores de tensões medidos nos nós dos medidores ao longo do alimentador e da informação do tipo de falta ocorrida;
- ii. Formar uma equação para cada medidor considerando que os elementos da matriz impedância devem ser esparsos;
- iii. Calcular as correntes estimadas em todos os nós onde a barra de prova não incide.
- iv. Calcular as correntes da falta considerando cada nó do sistema, no caso em que se tenha GDs, considerar suas correntes conhecidas, e considerar as correntes estimadas no passo *iii*;
- v. Calcular os desvios entre a corrente medida na subestação e a corrente estimada na barra de prova;
- vi. Calcular a soma dos valores absolutos dos desvios de correntes calculados no passo *v*;

- vii. Considerando a falta em cada um dos nós de interesse, calcular os I_f 's, isto é, a diferença entre o maior e o menor desvio do passo *vi* para os diferentes nós de medição;
- viii. Fazer a classificação dos prováveis nós em falta;
- ix. Selecionar, como o local em falta, o nó que apresenta a menor diferença calculada no passo *vi*.

Figura 18 - Diagrama de blocos do algoritmo para localização de faltas.



Fonte: Elaboração do autor.

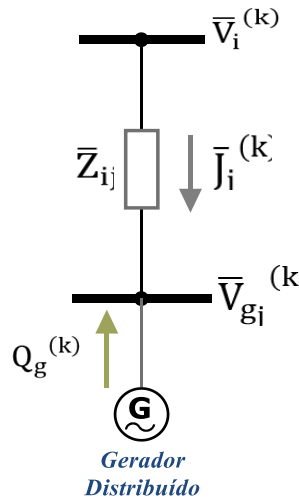
3 TESTES E RESULTADOS

Neste Capítulo são apresentados os resultados obtidos das simulações em sistemas com 10, 14 e 135 barras que apresentam diferentes características topológicas. Os programas computacionais que foram desenvolvidos a partir das metodologias apresentadas neste trabalho foram escritos na linguagem de programação FORTRAN, sendo que as simulações foram executadas em um computador com processador Intel (R) core (TM)2 Duo CPU T6400 @2.00GHz.

3.1 Análise algébrica da convergência do fluxo de potência considerando o modelo de GD representado como barra PV

A análise da convergência do modelo de GD considerado como uma barra de tensão controlada (tipo PV) no algoritmo de fluxo de potência é efetuada considerando-se a Figura 19, que é parte de um sistema elétrico de potência real onde está localizado um GD.

Figura 19 - Ramo e barra do sistema elétrico com GD conectado.



Fonte: Elaboração do autor.

- I) Seja o caso em que o GD consome potência reativa. A equação (44), está relacionada com a Figura 20.

$$|\bar{V}_i^{(k)}| > |\bar{V}_{g_j}^{(k)}| \rightarrow Q_g^{(k)} < 0 \quad (44)$$

Onde potência gerada pelo GD é:

$$Q_g^{(k)} = \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{g_j}^{(k)} \left(-\bar{J}_j^{(k)} \right)^* \right\} \quad (45)$$

e, seja a potência reativa nova $Q_{gn}^{(k)}$, encontrada a partir de uma nova corrente $\bar{J}_{jn}^{(k)}$ da seguinte forma:

$$Q_{gn}^{(k)} = \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{g_j}^{(k)} \left(-\bar{J}_{jn}^{(k)} \right)^* \right\} \quad (46)$$

onde da equação (31) do algoritmo de fluxo de potência tem-se:

$$\bar{J}_{jn}^{(k)} = \bar{J}_j^{(k)} - \frac{\left(\bar{V}_{gd}^{(k)} - \bar{V}_{g_j}^{(k)} \right)}{\bar{Z}_{g1}} \quad (47)$$

Substituindo (47) em (46) obtém-se:

$$Q_{gn}^{(k)} = \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{g_j}^{(k)} \left(-\bar{J}_j^{(k)} + \frac{\left(\bar{V}_{gd}^{(k)} - \bar{V}_{g_j}^{(k)} \right)}{\bar{Z}_{g1}} \right)^* \right\} \quad (48)$$

efetuando manipulações algébricas em (48), obtém-se:

$$Q_{gn}^{(k)} = \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{g_j}^{(k)} \left(-\bar{J}_j^{(k)} \right)^* + \bar{V}_{g_j}^{(k)} \left(\frac{\left(\bar{V}_{gd}^{(k)} - \bar{V}_{g_j}^{(k)} \right)}{\bar{Z}_{g1}} \right)^* \right\} \quad (49)$$

$$Q_{gn}^{(k)} = \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{g_j}^{(k)} \left(-\bar{J}_j^{(k)} \right)^* \right\} + \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{g_j}^{(k)} \left(\frac{\left(\bar{V}_{gd}^{(k)} - \bar{V}_{g_j}^{(k)} \right)}{\bar{Z}_{g1}} \right)^* \right\} \quad (50)$$

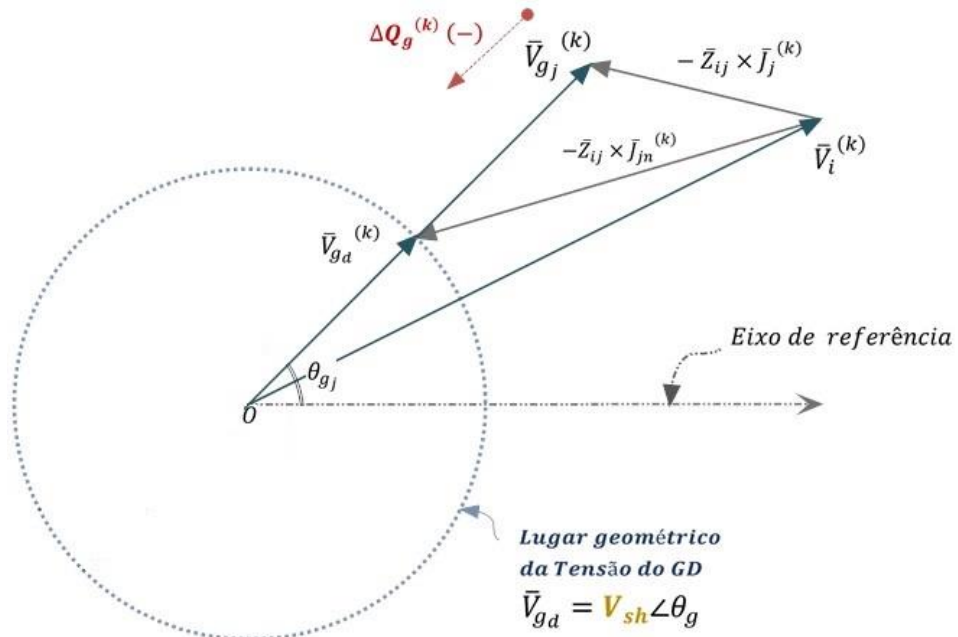
Da equação (50) identifica-se $Q_g^{(k)}$ dada pela equação (45), e o outro termo é representado por $\Delta Q_g^{(k)}$, e desta forma a equação (50) pode ser escrita conforme a equação (51).

$$Q_{gn}^{(k)} = Q_g^{(k)} + \Delta Q_g^{(k)} \quad (51)$$

Da equação (44) tem-se que $Q_g^{(k)} < 0$, e $\Delta Q_g^{(k)}$ pode ser positivo ou negativo em cada iteração, tendo-se assim dois casos de análise:

- a) Seja o caso em que em uma iteração $|\bar{V}_{g_j}^{(k)}| > |\bar{V}_{g_d}^{(k)}|$ e a Figura 20, fisicamente sabe-se que para que haja convergência é necessário que o GD injete mais potência reativa negativa, então deve-se demonstrar que $\Delta Q_g^{(k)} < 0$.

Figura 20 – Diagrama fasorial do GD na barra PV.



Fonte: Elaboração do autor.

Da equação (50) tem-se que:

$$\Delta Q_g^{(k)} = \text{Imag} \left\{ \bar{V}_{g_j}^{(k)} \left(\frac{(\bar{V}_{g_d}^{(k)} - \bar{V}_{g_j}^{(k)})^*}{\bar{Z}_{g1}} \right) \right\} \quad (52)$$

Considerando a equação (30) do algoritmo de fluxo de potência, a Figura 19 e a equação (53):

$$\bar{V}_{g_d}^{(k)} = V_{sh} \angle \theta_{g_j}^{(k)} \quad (53)$$

Substituindo (53) em (52) obtém-se:

$$\Delta Q_g^{(k)} = \text{Imag} \left\{ V_{g_j}^{(k)} \angle \theta_{g_j}^{(k)} \left(\frac{(V_{sh} - V_{g_j}^{(k)}) \angle \theta_{g_j}^{(k)}}{\bar{Z}_{g1}} \right)^* \right\} \quad (54)$$

Efetuando manipulações algébricas na equação (54), obtém-se:

$$\Delta Q_g^{(k)} = \text{Imag} \left\{ V_{g_j}^{(k)} \angle \theta_{g_j}^{(k)} \left(\frac{(V_{sh} - V_{g_j}^{(k)}) \angle -\theta_{g_j}^{(k)}}{\bar{Z}_{g1}^*} \right) \right\} \quad (55)$$

$$\Delta Q_g^{(k)} = V_{g_j}^{(k)} (V_{sh} - V_{g_j}^{(k)}) \text{Imag} \left\{ \frac{1}{\bar{Z}_{g1}^*} \right\} \quad (56)$$

Como a linha é do tipo RL ($\bar{Z}_{g1} = r_{g1} + jx_{g1}$, $x_{g1} > 0$) então:

$$\frac{1}{\bar{Z}_{g1}^*} = \frac{r_{g1}}{r_{g1}^2 + x_{g1}^2} + j \frac{x_{g1}}{r_{g1}^2 + x_{g1}^2} \quad (57)$$

$$\Delta Q_g^{(k)} = V_{g_j}^{(k)} (V_{sh} - V_{g_j}^{(k)}) \left(\frac{x_{g1}}{r_{g1}^2 + x_{g1}^2} \right) \quad (58)$$

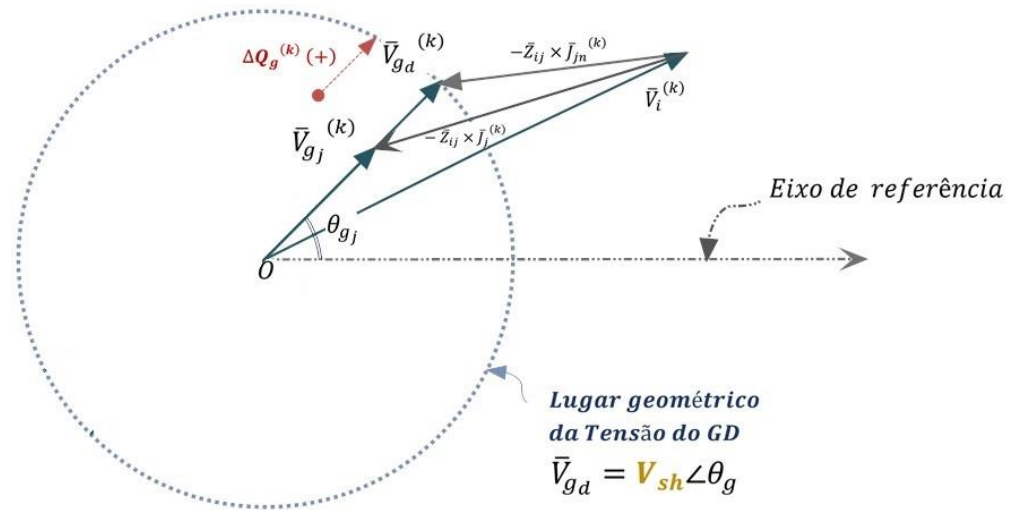
Os termos anteriores são todos positivos, exceto $(V_{sh} - V_{g_j}^{(k)}) < 0$, pela condição, então se demonstrou que:

$$\Delta Q_g^{(k)} < 0 \quad (59)$$

Desta forma, é necessária a redução desta quantidade de reativos injetada pelo GD para reduzir a tensão $\bar{V}_{g_j}^{(k)}$, e obter a magnitude $\bar{V}_{gd}^{(k)}$, para assim obter a convergência da tensão do GD.

- b) Seja o caso em que em uma iteração $|\bar{V}_{g_j}^{(k)}| < |\bar{V}_{gd}^{(k)}|$, de acordo com a Figura 21, fisicamente é necessário que para o algoritmo de fluxo de potência converja deve-se obter um delta de potência reativa $\Delta Q_g^{(k)}$ injetada pelo GD positivo, então deve-se demonstrar que $\Delta Q_g^{(k)} > 0$.

Figura 21 – Diagrama fasorial do GD na barra k.



Fonte: Elaboração do autor.

As equações do Caso a de (44) até (58) continuam válidas para esta condição em que $(V_{sh} - V_{g_i}^{(k)}) > 0$, de acordo com a Figura 21. Considerando que nesta condição na equação (58) tem-se que:

$$\Delta Q_g^{(k)} > 0 \quad (60)$$

Na próxima seção apresenta-se um exemplo numérico de análise de convergência do método de fluxo de potência proposto.

3.2 Análise numérica da convergência do fluxo de potência considerando o modelo de GD representado como barra PV.

3.2.1 Caso I - GD absorve potência reativa

Seja o sistema da Figura 22, com os seguintes dados:

Tabela 1 - Dados das barras caso I.

Barras	Tipo	V (V)	θ (Graus)	P_g (W)	Q_g (VAr)	P_L (W)	Q_g (VAr)
1	Folga	60	0	-	-	0	0
2	PV	58	-	20	-	0	0
3	PQ	-	-	0	0	60	30

Fonte: Elaboração do autor.

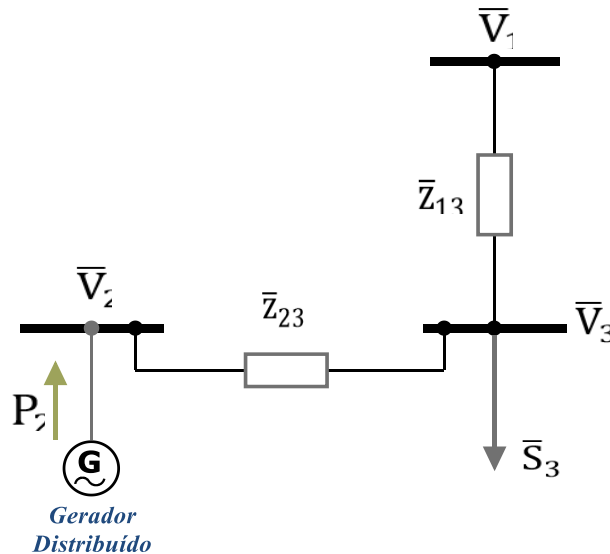
Tabela 2 - Dados das linhas caso I.

Barra inicial- Barra final	R (Ω)	X (Ω)	G (S)	B (S)
1-3	0.1	0.1	0	0
2-3	0.1	0.1	0	0

Fonte: Elaboração do autor.

Dos dados da Tabela 1, verifica-se que $V_{sh} = 58(V)$.

Figura 22 – Sistema teste para analisar a convergência do algoritmo de fluxo de potência.



Fonte: Elaboração do autor.

Considerando uma tolerância $1.0d-6$ e inicializando segundo os passos do algoritmo proposto na secção 2.3, obtêm-se os resultados apresentados nas Tabelas 3-6.

Tabela 3 - Resultados da iteração 1 do exemplo caso I.

Variáveis	Iteração 1
\bar{V}_3	(59.8833333315949, -1.666666691501936E-002)
\bar{V}_2	(59.9166666654249, 1.666666691501934E-002)
$ \bar{V}_3 $	59.8833356509195
$ \bar{V}_2 $	59.9166689834592
θ_2°	1.593763291810479E-002
ΔS_3	(-0.108333334947631, -7.500000111758709E-002)
ΔP_2	-2.77777819170169E-002
ΔV_2	1.91666898345922
$Q_g^{(1)}$	5.555555638339781E-003
$\Delta Q_g^{(1)}$	-574.202096607670
$Q_{gn}^{(1)}$	-574.196541052032

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 4 - Resultados da iteração 3 do exemplo caso I.

Variáveis	Iteração 3
\bar{V}_3	(58.8771384927043, 0.921749880556069)
\bar{V}_2	(57.9061627242654, 1.89683895844328)
$ \bar{V}_3 $	58.8843532691952
$ \bar{V}_2 $	57.9372218826841
θ_2°	1.87617406816229
ΔS_3	(-3.889225740722679E-002, -4.347827736162557E-002)
ΔP_2	-0.352212380679862
ΔV_2	-6.277811731587235E-002
$Q_g^{(3)}$	-563.406718493189
$\Delta Q_g^{(3)}$	18.1859482905417
$Q_{gn}^{(3)}$	-545.220770202648

Fonte: Elaboração do autor.

Na iteração 3 observa-se que é o caso b), onde $|\bar{V}_2| < V_{sh}$ por isso é que $\Delta Q_g^{(3)} > 0$.

Tabela 5 - Resultados da iteração 4 do exemplo caso I.

Variáveis	Iteração 4
\bar{V}_3	(58.9099860898292,0.892038408322418)
\bar{V}_2	(57.9719979085577,1.83741041645195)
$ \bar{V}_3 $	58.9167395026727
$ \bar{V}_2 $	58.0011087699908
θ_2	1.81537045796783
ΔS_3	(4.838924402089617E-002, -1.429864327174712E-002)
ΔP_2	-0.557196164190326
ΔV_2	1.108769990757708E-003
$Q_g^{(4)}$	-545.842921069489
$\Delta Q_g^{(4)}$	-0.321549439381985
$Q_{gn}^{(4)}$	-546.164470508871

Fonte: Elaboração do autor.

Na iteração 4 observa-se que é o caso a) onde $|\bar{V}_2| > V_{sh}$ por isso é que $\Delta Q_g^{(4)} < 0$.

Tabela 6 - Resultados da iteração 12 do exemplo caso I.

Variáveis	Iteração 12
\bar{V}_3	(58.9093843407571,0.894470329240241)
\bar{V}_2	(57.9707374174380,1.84217379967775)
$ \bar{V}_3 $	58.9161746940255
$ \bar{V}_2 $	58.0000000088773
θ_2	1.82011309081968
ΔS_3	(4.016837351628055E-008, -4.794681984776616E-009)
ΔP_2	-3.615256609634798E-007
ΔV_2	8.877250934347103E-009
$Q_g^{(12)}$	-546.682189953446
$\Delta Q_g^{(12)}$	-2.574401340209636E-006
$Q_{gn}^{(12)}$	-546.682192527847

Fonte: Elaboração do autor.

Convergiu o sistema na iteração 12.

Observa-se que em todas as iterações o GD consome potência reativa, ou seja $Q_g^{(k)} < 0$, que é o primeiro caso, caso I. No estudo de casos a seguir considera-se que o GD injeta potência reativa que é o caso II.

3.2.2 Caso II - GD injeta reativos.

Para este caso vale a relação (61).

$$|\bar{V}_i^{(k)}| < |\bar{V}_{g_j}^{(k)}| \rightarrow Q_g^{(k)} > 0 \quad (61)$$

A análise para a demonstração das demais equações segue os mesmos procedimentos do caso (a) analisado analiticamente. Analisando este caso numericamente usando o algoritmo de fluxo de potência proposto, considerando o sistema da Figura 23, com os seguintes dados:

Tabela 7 - Dados das barras caso II.

Barras	Tipo	V (V)	θ (Graus)	P_g (W)	Q_g (VAr)	P_L (W)	Q_g (VAr)
1	Folga	60	0	-	-	0	0
2	PV	60	-	20	-	0	0
3	PQ	-	-	0	0	60	30

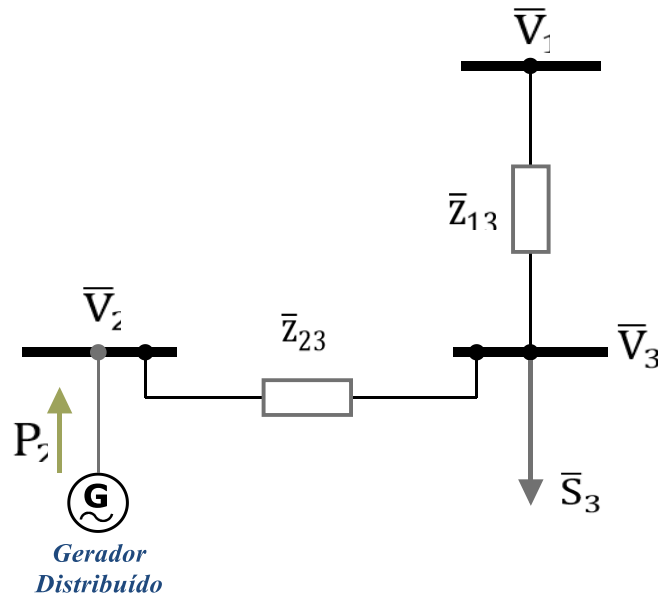
Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 8 - Dados das linhas caso II.

Barra inicial- Barra final	R (Ω)	X (Ω)	G (S)	B (S)
1-3	0.1	0.1	0	0
2-3	0.1	0.1	0	0

Fonte: Elaboração do autor.

Figura 23: Sistema teste para análise de fluxo de potência.



Fonte: Elaboração do autor.

Considerando uma tolerância $1.0d-6$ e inicializando segundo os passos do algoritmo proposto na secção 2.3, obtém-se os resultados apresentados nas Tabelas 9-13.

Tabela 9 - Resultados da iteração 1 do exemplo caso II.

Variáveis	Iteração 1
\bar{V}_3	(59.8833333315949, -1.666666691501936E-002)
\bar{V}_2	(59.9166666654249, 1.666666691501934E-002)
$ \bar{V}_3 $	59.8833356509195
$ \bar{V}_2 $	59.9166689834592
θ_2	1.593763291810479E-002
ΔS_3	(-0.108333334947631, -7.500000111758709E-002)
ΔP_{23}	-2.777777819170169E-002
ΔV_2	-8.333101654077524E-002
$Q_g^{(1)}$	5.555555638339781E-003
$\Delta Q_g^{(1)}$	24.9645842986422
$Q_{gn}^{(1)}$	24.9701398542806

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 10 - Resultados da iteração 2 do exemplo caso II.

Elementos	Iteração 2
\bar{V}_3	(59.9247506095638, -5.832978872509065E-002)
\bar{V}_2	(59.9998073876894, -6.660399812465145E-002)
$ \bar{V}_3 $	59.9247789981963
$ \bar{V}_2 $	59.9998443552347
θ_2	-6.360232394975182E-002
ΔS_3	(6.237595265789508E-002, -2.097794662419616E-002)
ΔP_{23}	6.245688781027070E-002
ΔV_2	-1.556447652646398E-004
$Q_g^{(2)}$	24.9769757020736
$\Delta Q_g^{(2)}$	4.669330775565559E-002
$Q_{gn}^{(2)}$	25.0236690098293

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 11 - Resultados da iteração 3 do exemplo caso II.

Variáveis	Iteração 3
\bar{V}_3	(59.9247933535859, -5.837264667430694E-002)
\bar{V}_2	(59.9998236570846, -6.682874426448690E-002)
$ \bar{V}_3 $	59.9248217839306
$ \bar{V}_2 $	59.9998608745246
θ_2	-6.381692386640474E-002
ΔS_3	(6.427446011514348E-005, -2.145035504597104E-005)
ΔP_{23}	9.923184072491154E-005
ΔV_2	-1.391254753784210E-004
$Q_g^{(3)}$	25.0236009897176
$\Delta Q_g^{(3)}$	4.173754521300457E-002
$Q_{gn}^{(3)}$	25.0653385349306

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 12 - Resultados da iteração 4 do exemplo caso II.

Variáveis	Iteração 4
\bar{V}_3	(59.9248627448318, -5.844230906708599E-002)
\bar{V}_2	(59.9999623679742, -6.696821203430153E-002)
$ \bar{V}_3 $	59.9248912430421
$ \bar{V}_2 $	59.9999997408312
θ_2°	-6.394995818578408E-002
ΔS_3	(1.043872480863683E-004, -3.490897023183948E-005)
ΔP_{23}	1.044878263236626E-004
ΔV_2	-2.591687788822128E-007
$Q_g^{(4)}$	25.0653501093446
$\Delta Q_g^{(4)}$	7.775063157336918E-005
$Q_{gn}^{(4)}$	25.0654278599762

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 13 - Resultados da iteração 5 do exemplo caso II.

Variáveis	Iteração 5
\bar{V}_3	(59.9248628160998, -5.844238040975999E-002)
\bar{V}_2	(59.9999623943412, -6.696858705781805E-002)
$ \bar{V}_3 $	59.9248913143796
$ \bar{V}_2 $	59.9999997676168
θ_2°	-6.395031627860977E-002
ΔS_3	(1.071081356940340E-007, -3.564901973618362E-008)
ΔP_{23}	1.655848755888201E-007
ΔV_2	-2.323832433148709E-007
$Q_g^{(5)}$	25.0654277461681
$\Delta Q_g^{(5)}$	6.971497247527833E-005
$Q_{gn}^{(5)}$	25.0654974611406

Fonte: Elaboração do autor.

O algoritmo de fluxo de potência convergiu.

Observa-se que em todas as iterações o GD injeta potência reativa ou seja $Q_g^{(k)} > 0$.

3.3 Localização das faltas nas redes da distribuição

Nesta seção apresentam-se os resultados obtidos da metodologia proposta para localização de faltas em redes radiais. Inicialmente apresentam-se os resultados obtidos para um sistema simples mostrando todos os detalhes da metodologia proposta no processo de localização de faltas. Em seguida são apresentados os resultados obtidos para uma rede de distribuição de médio porte da literatura.

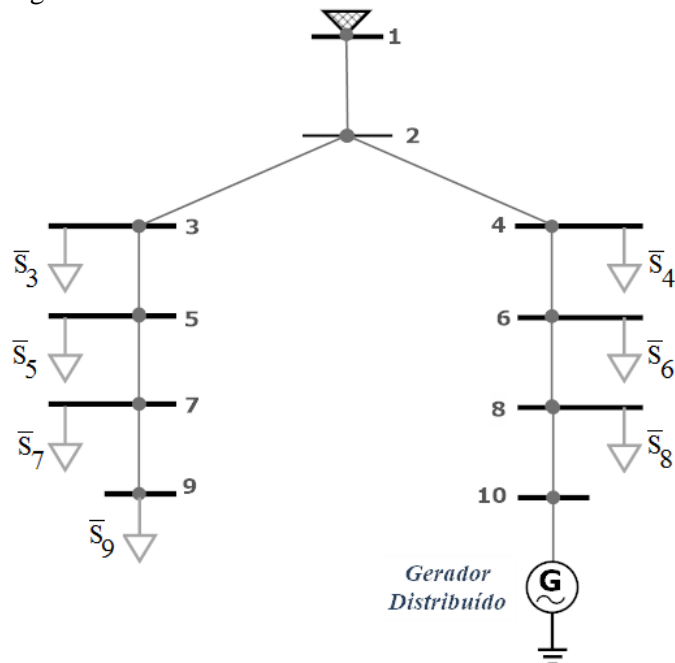
3.3.1 Exemplos ilustrativos - análise detalhada

3.3.1.1 Sistema teste de 10 barras, S10

Nesta seção considera-se desprezível o termo dos somatórios das correntes estimadas fornecidos pela equação (39), dado que estes são exemplos ilustrativos sendo esta é uma boa aproximação quando se trabalha com sistemas de pequeno porte; no caso do sistema de 135 barras se considerasse a equação (39) completa.

Seja o sistema teste ilustrativo de 10 nós da Figura 24.

Figura 24 - Sistema teste trifásico S10 com GD.



Fonte: Elaboração do autor.

Considerando o sistema da Figura 24, com os seguintes dados:

Tabela 14 - Dados das potências nos nós, S10 com GD.

Barras	Tipo	V (Vol)	θ_A graus	θ_B graus	θ_C graus	Pa (W)	Qa (VAr)	Pb (W)	Qb (VAr)	Pc (W)	Qc (VAr)
1	V θ	13800	0	-120	120	-	-	-	-	-	-
3	Carga	-	-	-	-	13800	5878.775	13800	5878.775	13800	5878.775
4	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
5	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
6	Carga	-	-	-	-	34500	14696.94	34500	14696.94	34500	14696.94
7	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
8	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
9	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
10	PV	13800	-	-	-	-23000	-	-23000	-	-23000	-

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 15 - Dados das linhas, S10 com GD.

Barra inicial - Barra final	Distância (km)	Raa (Ω /km)	Xaa (Ω /km)	Rab (Ω /km)	Xab (Ω /km)	Rac (Ω /km)	Xac (Ω /km)	Rbb (Ω /km)	Xbb (Ω /km)	Rbc (Ω /km)	Xbc (Ω /km)	Rcc (Ω /km)	Xcc (Ω /km)
1-2	0.10	0.1450	0.9600	0.0980	0.2650	0.0980	0.2650	0.1450	0.9600	0.0980	0.2650	0.1450	0.9600
2-3	0.90	0.4272	0.9609	0.0593	0.4780	0.0593	0.4491	0.4272	0.9609	0.0593	0.5354	0.4272	0.9609
2-4	0.05	1.0840	0.9980	0.0600	0.4780	0.0600	0.4500	1.0840	0.9980	0.0600	0.5360	1.0840	0.9980
3-5	0.10	0.4270	0.9610	0.0590	0.4780	0.0590	0.4490	0.4270	0.9610	0.0590	0.5350	0.4270	0.9610
4-6	0.04	0.4275	0.9600	0.0600	0.4775	0.0600	0.4500	0.4275	0.9600	0.0600	0.5350	0.4275	0.9600
5-7	0.20	0.4270	0.9610	0.0595	0.4780	0.0595	0.4490	0.4270	0.9610	0.0595	0.5355	0.4270	0.9610
6-8	0.20	0.4270	0.9610	0.0595	0.4780	0.0595	0.4490	0.4270	0.9610	0.0595	0.5355	0.4270	0.9610
7-9	0.20	0.4270	0.9610	0.0595	0.4780	0.0595	0.4490	0.4270	0.9610	0.0595	0.5355	0.4270	0.9610
8-10	0.01	0.4300	0.9600	0.0600	0.4800	0.0600	0.4500	0.4300	0.9600	0.0600	0.5400	0.4300	0.9600

Fonte: Elaboração do autor.

Considerando uma falta monofásica no nó 4 na fase A, com impedância de falta de 3 Ohms, obtêm-se os resultados de fluxo de potência para as tensões dadas na Tabela 16, e para as correntes da Tabela 17.

Tabela 16 - Tensões nas barras obtidas pelo programa do fluxo de potência, S10 com GD.

Barra	Real{Va}	Imag{Va}	Real{Vb}	Imag{Vb}	Real{Vc}	Imag{Vc}	Va	Vb	Vc
1	13800.0000	0.0000	-6900.0000	-11951.1506	-6900.0000	11951.1506	13800.0000	13800.0000	13800.0000
2	13799.2657	-426.6841	-6913.4559	-12039.0391	-6941.5056	11883.5657	13805.8608	13882.8792	13762.3992
3	13795.8827	-428.3270	-6913.1691	-12035.4113	-6938.6081	11882.2374	13802.5303	13879.5905	13759.7910
4	13582.8110	-671.6797	-6897.1562	-12130.1537	-6922.3673	11827.1537	13599.4083	13953.9024	13704.0408
5	13795.5693	-428.4792	-6913.1428	-12035.0753	-6938.3396	11882.1142	13802.2218	13879.2861	13759.5492
6	13614.7611	-673.7038	-6875.9236	-12113.8451	-6905.5271	11854.4792	13631.4195	13929.2343	13719.1465
7	13795.1518	-428.6822	-6913.1076	-12034.6276	-6937.9819	11881.9506	13801.8108	13878.8803	13759.2276
8	13775.0113	-683.6906	-6769.7668	-12032.4646	-6821.8823	11991.4432	13791.9676	13806.1561	13796.1149
9	13794.9430	-428.7837	-6913.0900	-12034.4037	-6937.8030	11881.8689	13801.6053	13878.6773	13759.0668
10	13783.0284	-684.1998	-6764.4470	-12028.3938	-6817.6737	11998.3051	13800.0000	13800.0000	13800.0000

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 17 - Correntes das cargas e da subestação obtidas pelo fluxo de potência, S10 com GD.

Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}
3	0.9861	-0.4567	-0.8625	-0.6512	-0.1368	1.0815
4	4527.6037	-223.8932	-1.4251	-1.0858	-0.2307	1.8096
5	1.6436	-0.7613	-1.4375	-1.0853	-0.2280	1.8026
6	2.4745	-1.2019	-2.1402	-1.6332	-0.3401	2.7122
7	1.6436	-0.7613	-1.4376	-1.0853	-0.2280	1.8026
8	1.6304	-0.7922	-1.4354	-1.1039	-0.2071	1.8002
9	1.6436	-0.7613	-1.4376	-1.0853	-0.2279	1.8026
10	41.7260	874.1750	-250.7141	142.9071	-522.9311	-299.0567
SE	4579.3514	645.5470	-260.8901	135.1770	-524.5297	-286.2454

Fonte: Elaboração do autor.

Para encontrar o nó em falta só se têm conhecimento das medidas dos fasores das tensões e correntes da subestação, as medidas dos fasores das tensões dos medidores alocados no sistema e as medidas dos fasores das tensões e correntes do GD como se apresenta na Tabela 18.

Tabela 18 - Tensões e correntes medidas, S10 com GD.

Barra	Real{Va}	Imag{Va}	Real{Vb}	Imag{Vb}	Real{Vc}	Imag{Vc}
2-SE	13799.2657	-426.6841	-6913.4559	-12039.0391	-6941.5056	11883.5657
9-MEDIDOR	13794.9430	-428.7837	-6913.0900	-12034.4037	-6937.8030	11881.8689
10-GD	13783.0284	-684.1998	-6764.4470	-12028.3938	-6817.6737	11998.3051
Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}
SE	4579.3514	645.5470	-260.8901	135.1770	-524.5297	-286.2454
10-GD	41.7260	874.1750	-250.7141	142.9071	-522.9311	-299.0567

Fonte: Elaboração do autor.

Considerando que se tem duas medidas de tensões, nas barras 9 e 10, da equação (38) forma-se a matriz de impedâncias com duas linhas, $m=2$, correspondentes às linhas das barras que são monitoradas por medidores inteligentes, neste caso a matriz impedância é formada, tendo como referência a barra da subestação.

$$\begin{bmatrix} \bar{Z}_{i_1 1_{a,b,c}} & \bar{Z}_{i_1 2_{a,b,c}} & \dots & \bar{Z}_{i_1 8_{a,b,c}} \\ \bar{Z}_{i_2 1_{a,b,c}} & \bar{Z}_{i_2 2_{a,b,c}} & \dots & \bar{Z}_{i_2 8_{a,b,c}} \end{bmatrix}_{2 \times 8} \begin{bmatrix} \bar{I}_{3_{a,b,c}} \\ \bar{I}_{4_{a,b,c}} \\ \vdots \\ \bar{I}_{p_{a,b,c}} \\ \vdots \\ \bar{I}_{10_{a,b,c}} \end{bmatrix}_{8 \times 1} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{SE_{a,b,c}} - \bar{V}_{9_{a,b,c}} \\ \bar{V}_{SE_{a,b,c}} - \bar{V}_{10_{a,b,c}} \end{bmatrix}_{2 \times 1} \quad (62)$$

Da equação (39), desprezando o termo do somatório das correntes estimadas e considerando a corrente do GD conhecida, estimam-se as correntes supondo uma falta no nó p para cada medidor, sendo $\bar{I}_{p_{a,b,c}}$ a corrente de prova candidata a constituir a corrente de falta, obtendo-se os resultados apresentados nas Tabelas 19-20.

Tabela 19 - Correntes estimadas considerando medidor no nó 9, S10 com GD.

Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}
ISE-IGD	4537.6254	-228.6280	-10.1760	-7.7301	-1.5986	12.8113
3	7.5607	-3.5015	-6.6121	-4.9930	-1.0497	8.2918
5	6.8045	-3.1512	-5.9510	-4.4932	-0.9446	7.4620
7	5.6703	-2.6266	-4.9597	-3.7443	-0.7863	6.2189
9	4.8602	-2.2518	-4.2515	-3.2094	-0.6735	5.3309

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 20 - Correntes estimadas considerando medidor no nó 10, S10 com GD.

Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}
ISE-IGD	4537.6254	-228.6280	-10.1760	-7.7301	-1.5986	12.8113
4	4537.6219	-226.0114	-7.7709	-8.7091	-4.0350	10.8419
6	3019.3288	-548.0164	-182.2008	46.4366	-158.0321	66.3728
8	1084.2088	-401.5309	-123.5633	77.6214	-99.3057	82.6179
10	1049.9813	-392.6483	-120.4698	76.5053	-96.6181	81.2438

Fonte: Elaboração do autor.

Verifica-se que a corrente $\bar{I}_{4,a,b,c}$ é muito próximo à corrente ISE-IGD, isso se apresenta com os deltas das correntes adquiridas pela equação (40) na Tabela 22.

Tabela 21 - Desvio das correntes estimadas considerando medidor no nó 9, S10 com GD.

ΔI	Real{ ΔI_a }	Imag{ ΔI_a }	Real{ ΔI_b }	Imag{ ΔI_b }	Real{ ΔI_c }	Imag{ ΔI_c }
ΔI_3	4530.0647	-225.1265	-3.5639	-2.7371	-0.5489	4.5195
ΔI_5	4530.8209	-225.4768	-4.2250	-3.2369	-0.6540	5.3493
ΔI_7	4531.9551	-226.0014	-5.2163	-3.9858	-0.8123	6.5924
ΔI_9	4532.7652	-226.3762	-5.9245	-4.5207	-0.9251	7.4804

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 22 - Desvio das correntes estimadas considerando medidor no nó 10, S10 com GD.

ΔI	Real{ ΔI_a }	Imag{ ΔI_a }	Real{ ΔI_b }	Imag{ ΔI_b }	Real{ ΔI_c }	Imag{ ΔI_c }
ΔI_4	0.0035	-2.6166	-2.4051	0.9790	2.4364	1.9694
ΔI_6	1518.2966	319.3884	172.0248	-54.1667	156.4335	-53.5615
ΔI_8	3453.4166	172.9029	113.3873	-85.3515	97.7071	-69.8066
ΔI_{10}	3487.6442	164.0203	110.2938	-84.2354	95.0195	-68.4325

Fonte: Elaboração do autor.

Verifica-se através da análise da Tabela 22 que a falta ocorreu na barra 4, sendo a mesma do tipo monofásica na fase A, porque nesta fase se tem uma corrente de maior valor que nas demais fases, isso observa-se pelo valor de ISE-IGD que é obtido subtraindo a corrente da subestação ISE da corrente do gerador distribuído IGD. Nas Tabelas 23 e 24 apresentam-se os valores absolutos dos desvios de correntes de acordo com a equação (41).

Tabela 23 - Valores absolutos dos desvios das correntes considerando medidor no nó 9.

Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $
3	4535.6552	4.4937	4.5527	4544.7016
5	4536.4278	5.3224	5.3891	4547.1394
7	4537.5868	6.5648	6.6422	4550.7938
9	4538.4146	7.4523	7.5374	4553.4042

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 24 - Valores absolutos dos desvios das correntes considerando medidor no nó 10.

Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $
4	2.6166	2.5968	3.1328	8.3461
6	1551.5262	180.3512	165.3489	1897.2263
8	3457.7423	141.9210	120.0818	3719.7451
10	3491.4989	138.7815	117.0970	3747.3774

Fonte: Elaboração do autor.

Da Tabela 24, a falta é encontrada na barra 4 com uma considerável diferença com os demais nós candidatos à localização da falta.

Nas Tabelas 25-28 apresenta-se o resumo de vários testes realizados com o S10 ilustrado na Figura 24 para diferentes nós em falta e diferentes impedâncias de falta.

Tabela 25 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.

Falta monofásica a terra de 3ohm na fase A no nó 5								
	Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}	$\Sigma \Delta I $
MEDIDOR 9	ISE-IGD	3684.0344	-1134.1439	-9.5903	-7.3023	-2.4198	13.1048	
	3	4088.0038	-1258.0247	-5.8053	-4.3887	-2.1658	8.7487	431.6773
	5	3679.1344	-1132.2558	-5.2238	-4.0207	-1.8869	7.8258	16.0192
	7	3065.9461	-943.7632	-4.3946	-3.2224	-1.5271	6.6764	659.8403
	9	2627.9543	-809.0725	-3.7922	-2.6835	-1.2812	5.8175	1119.7667
MEDIDOR 10	ISE-IGD	3684.0344	-1134.1439	-9.5903	-7.3023	-2.4198	13.1048	
	4	11.6958	-2.5989	-7.8578	-8.6462	-4.0623	10.8300	3847.7141
	6	8.0189	-2.9217	-6.3265	-5.5306	-1.7810	8.2214	3854.7736
	8	2.9113	-1.7268	-2.9207	-1.7844	0.0036	3.4275	3870.0006
	10	2.8192	-1.6851	-2.8411	-1.7239	0.0169	3.3278	3870.3005

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 26 – Resumo dos valores de correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.

Falta monofásica a terra de 3ohm na fase B no nó 7								
MEDIDOR 9	Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}	$\Sigma \Delta I $
	ISE-IGD	12.6173	-4.3382	-2822.7254	-2407.6696	-1.5002	11.8322	
	3	8.5354	-2.3277	-3756.0278	-3205.3669	-1.0681	7.2560	1236.8985
	5	7.6120	-2.0152	-3380.4112	-2884.6598	-1.0901	6.3227	744.8910
	7	6.5006	-1.7754	-2817.2600	-2403.8246	-0.6961	5.3159	19.8800
	9	5.6682	-1.5806	-2414.9477	-2060.3852	-0.4667	4.5853	550.4168
MEDIDOR 10	Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}	$\Sigma \Delta I $
	ISE-IGD	12.6173	-4.3382	-2822.7254	-2407.6696	-1.5002	11.8322	
	4	11.7190	-2.2184	-8.1589	-8.4249	-4.0844	10.8418	3703.4694
	6	8.0781	-2.6812	-6.5154	-5.3719	-1.7869	8.2055	3710.1014
	8	2.9509	-1.6478	-2.9860	-1.7174	-0.0005	3.4108	3725.2757
	10	2.8579	-1.6088	-2.9044	-1.6589	0.0128	3.3115	3725.5760

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 27 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.

Falta trifásica a terra de 0.5ohm no nó 9								
MEDIDOR 9	Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}	$\Sigma \Delta I $
	ISE-IGD	8529.1869	-6443.9104	-9694.7239	-5125.3611	1525.3315	11625.0470	
	3	13257.6508	-10015.0175	-15066.4040	-7967.9549	2368.0296	18069.8101	18502.5332
	5	11931.7580	-9013.1211	-13559.8302	-7170.0261	2131.2167	16261.4417	13312.0296
	7	9942.5472	-7512.0102	-11301.0324	-5974.8177	1777.9758	13552.0609	5532.1514
	9	8521.8253	-6439.5245	-9687.3180	-5121.1473	1525.1807	11616.5782	25.5600
MEDIDOR 10	Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}	$\Sigma \Delta I $
	ISE-IGD	8529.1869	-6443.9104	-9694.7239	-5125.3611	1525.332	11625.047	
	4	11.6774	-2.9853	-8.5237	-8.1236	-3.3630	11.2197	33347.4936
	6	7.9652	-3.2117	-6.7653	-5.1222	-1.2438	8.4095	33355.7851
	8	2.8648	-1.8417	-3.0739	-1.5963	0.2287	3.4506	33370.3164
	10	2.7737	-1.7966	-2.9894	-1.5410	0.2354	3.3493	33370.6164

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 28 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.

Falta monofásica a terra de 30ohm no nó 6								
MEDIDOR 9	Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}	$\Sigma \Delta $
	ISE-IGD	468.6278	-6.9000	-10.2726	-7.7297	-1.5532	12.7746	
	3	7.6564	-3.2906	-6.6592	-5.0069	-1.0081	8.2756	470.0418
	5	6.8907	-2.9613	-5.9934	-4.5057	-0.9072	7.4474	472.4779
	7	5.7421	-2.4684	-4.9951	-3.7547	-0.7552	6.2068	476.1300
	9	4.9217	-2.1161	-4.2818	-3.2183	-0.6468	5.3205	478.7392
MEDIDOR 10	Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}	$\Sigma \Delta $
	ISE-IGD	468.6278	-6.9000	-10.2726	-7.7297	-1.5532	12.7746	
	4	687.5078	81.7646	35.4772	-8.5764	35.9048	8.6196	319.6018
	6	464.8717	-4.5515	-6.3428	-5.5271	-1.7607	8.2247	13.4895
	8	171.2960	-31.4523	-13.3780	4.3833	-8.5644	9.7413	318.4878
	10	165.9743	-31.0084	-13.1244	4.4020	-8.3908	9.5919	323.6166

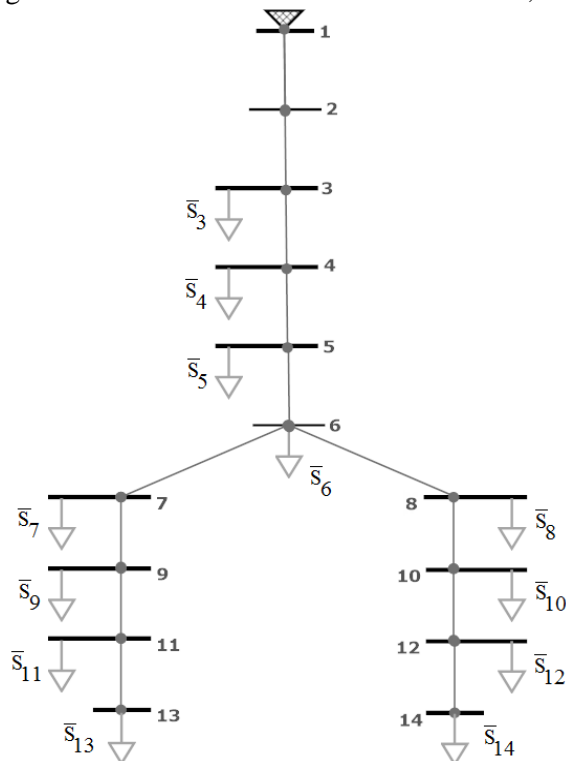
Fonte: Elaboração do autor.

Para todos os testes realizados identificou-se o nó de falta especificado para todos os casos.

3.3.1.2 Sistema teste de 14 barras, S14

Seja o sistema de 14 barras ilustrado na Figura 25.

Figura 25 - Sistema teste trifásico de 14 barras, S14.



Fonte: Elaboração do autor.

Considerando o sistema da Figura 25, com os seguintes dados:

Tabela 29 - Dados das potências nas barras, S14.

Barra	Tipo	V (Vol)	θ_A graus	θ_B graus	θ_C graus	P_a (W)	Q_a (VAr)	P_b (W)	Q_b (VAr)	P_c (W)	Q_c (VAr)
1	V θ	13800	0	-120	120	-	-	-	-	-	-
3	Carga	-	-	-	-	13800	5878.775	13800	5878.775	13800	5878.775
4	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
5	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
6	Carga	-	-	-	-	34500	14696.94	34500	14696.94	34500	14696.94
7	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
8	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
9	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
10	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
11	Carga	-	-	-	-	13800	5878.775	13800	5878.775	13800	5878.775
12	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959
13	Carga	-	-	-	-	13800	5878.775	13800	5878.775	13800	5878.775
14	Carga	-	-	-	-	23000	9797.959	23000	9797.959	23000	9797.959

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 30 - Dados das linhas, S14.

Barra inicial - Barra final	Distância (km)	Raa (Ω /km)	Xaa (Ω /km)	Rab (Ω /km)	Xab (Ω /km)	Rac (Ω /km)	Xac (Ω /km)	Rbb (Ω /km)	Xbb (Ω /km)	Rbc (Ω /km)	Xbc (Ω /km)	Rcc (Ω /km)	Xcc (Ω /km)
1-2	0.10	0.1450	0.9600	0.0980	0.2650	0.0980	0.2650	0.1450	0.9600	0.0980	0.2650	0.1450	0.9600
2-3	0.90	0.4272	0.9609	0.0593	0.4780	0.0593	0.4491	0.4272	0.9609	0.0593	0.5354	0.4272	0.9609
3-4	0.05	1.0840	0.9980	0.0600	0.4780	0.0600	0.4500	1.0840	0.9980	0.0600	0.5360	1.0840	0.9980
4-5	0.10	0.4270	0.9610	0.0590	0.4780	0.0590	0.4490	0.4270	0.9610	0.0590	0.5350	0.4270	0.9610
5-6	0.04	0.4275	0.9600	0.0600	0.4775	0.0600	0.4500	0.4275	0.9600	0.0600	0.5350	0.4275	0.9600
6-7	0.20	0.4270	0.9610	0.0595	0.4780	0.0595	0.4490	0.4270	0.9610	0.0595	0.5355	0.4270	0.9610
6-8	0.20	0.4270	0.9610	0.0595	0.4780	0.0595	0.4490	0.4270	0.9610	0.0595	0.5355	0.4270	0.9610
7-9	0.20	0.4270	0.9610	0.0595	0.4780	0.0595	0.4490	0.4270	0.9610	0.0595	0.5355	0.4270	0.9610
8-10	0.01	0.4300	0.9600	0.0600	0.4800	0.0600	0.4500	0.4300	0.9600	0.0600	0.5400	0.4300	0.9600
9-11	0.01	0.4300	0.9600	0.0600	0.4800	0.0600	0.4500	0.4300	0.9600	0.0600	0.5400	0.4300	0.9600
10-12	0.01	0.4300	0.9600	0.0600	0.4800	0.0600	0.4500	0.4300	0.9600	0.0600	0.5400	0.4300	0.9600
11-13	0.01	0.4300	0.9600	0.0600	0.4800	0.0600	0.4500	0.4300	0.9600	0.0600	0.5400	0.4300	0.9600
12-14	0.01	0.4300	0.9600	0.0600	0.4800	0.0600	0.4500	0.4300	0.9600	0.0600	0.5400	0.4300	0.9600

Fonte: Elaboração do autor.

Considerando uma falta monofásica no nó 9, com impedância de falta de 10 Ohm na fase A, se obtém os resultados do fluxo de potência para as tensões na Tabela 31, e para as correntes Tabela 32

Tabela 31 – Tensões de falta nos nós obtidas pelo programa de fluxo de potência, S14.

Barra	Real{Va}	Imag{Va}	Real{Vb}	Imag{Vb}	Real{Vc}	Imag{Vc}	Va	Vb	Vc
1	13800.0000	0.0000	-6900.0000	-11951.1506	-6900.0000	11951.1506	13800.0000	13800.0000	13800.0000
2	13763.4850	-119.8550	-6917.9558	-11981.7038	-6915.7303	11919.6044	13764.0069	13835.4378	13780.5767
3	13109.7288	-1147.1979	-7062.6835	-12504.4542	-7046.9047	11414.6953	13159.8272	14361.1585	13414.6985
4	13031.0359	-1200.3720	-7070.3113	-12533.1255	-7054.1311	11385.9612	13086.2061	14389.8762	13394.0613
5	12958.6055	-1314.4593	-7086.3623	-12591.3854	-7068.8101	11329.9336	13025.1011	14448.5126	13354.2304
6	12929.6641	-1360.0205	-7092.8308	-12614.6998	-7074.7765	11307.4955	13000.9949	14472.0040	13338.3626
7	12786.3496	-1587.5738	-7125.1037	-12732.5854	-7105.4342	11195.9990	12884.5305	14590.6077	13260.3766
8	12928.7127	-1360.4029	-7092.8033	-12613.8486	-7074.0553	11307.1649	13000.0887	14471.2486	13337.6998
9	12643.2791	-1815.0353	-7157.3808	-12850.6829	-7136.2719	11084.5839	12772.8955	14709.4578	13183.1096
10	12928.6769	-1360.4170	-7092.8020	-12613.8167	-7074.0284	11307.1525	13000.0546	14471.2201	13337.6751
11	12643.2640	-1815.0405	-7157.3806	-12850.6702	-7136.2612	11084.5791	12772.8813	14709.4467	13183.0997
12	12928.6530	-1360.4264	-7092.8011	-12613.7954	-7074.0105	11307.1442	13000.0319	14471.2011	13337.6585
13	12643.2565	-1815.0431	-7157.3804	-12850.6639	-7136.2558	11084.5767	12772.8743	14709.4411	13183.0948
14	12928.6411	-1360.4311	-7092.8006	-12613.7848	-7074.0016	11307.1401	13000.0205	14471.1916	13337.6503

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 32 – Correntes de falta das cargas e da subestação obtidas pelo programa de cálculo de fluxo de potência, S14.

Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}
3	1.0057	-0.5364	-0.8290	-0.6354	-0.1675	1.1056
4	1.6815	-0.9068	-1.3784	-1.0576	-0.2825	1.8450
5	1.6809	-0.9266	-1.3717	-1.0547	-0.2892	1.8496
6	2.5208	-1.4018	-2.0536	-1.5802	-0.4378	2.7771
7	1.6778	-0.9746	-1.3558	-1.0477	-0.3055	1.8604
8	1.6806	-0.9347	-1.3692	-1.0535	-0.2918	1.8515
9	1264.3279	-181.5035	-1.3428	-1.0419	-0.3195	1.8693
10	1.6806	-0.9347	-1.3692	-1.0535	-0.2918	1.8515
11	1.004	-0.6091	-0.8057	-0.6252	-0.1917	1.1216
12	1.6806	-0.9347	-1.3692	-1.0535	-0.2918	1.8515
13	1.004	-0.6091	-0.8057	-0.6252	-0.1917	1.1216
14	1.6806	-0.9347	-1.3692	-1.0535	-0.2918	1.8515
SE	1281.6253	-191.2068	-15.4192	-11.8818	-3.3528	20.9562

Fonte: Elaboração do autor.

A localização do nó em falta é efetuada conhecendo-se as medidas das tensões e correntes na subestação e nos medidores alocados no sistema como se apresenta na Tabela 33.

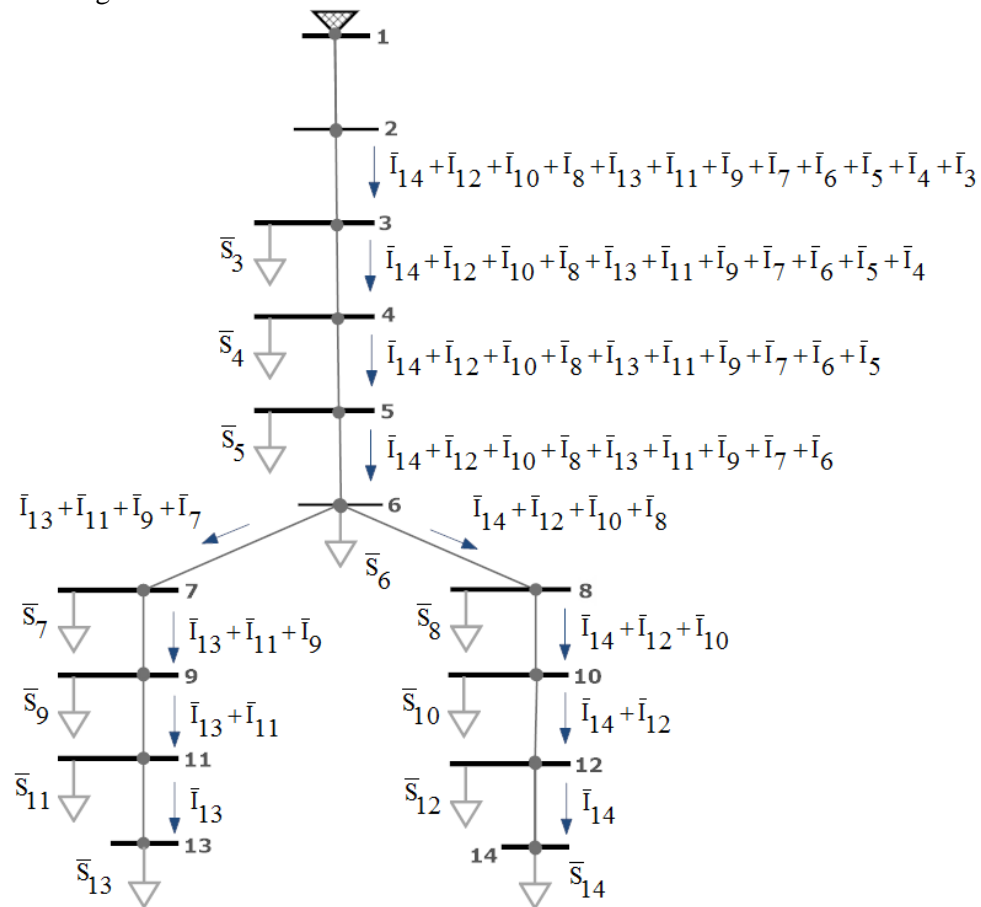
Tabela 33 - Tensões e correntes medidas, S14.

Barra	Real{Va}	Imag{Va}	Real{Vb}	Imag{Vb}	Real{Vc}	Imag{Vc}
2-SE	13763.4850	-119.8550	-6917.9558	-11981.7038	-6915.7303	11919.6044
6-MEDIDOR	12929.6641	-1360.0205	-7092.8308	-12614.6998	-7074.7765	11307.4955
13-MEDIDOR	12643.2565	-1815.0431	-7157.3804	-12850.6639	-7136.2558	11084.5767
14-MEDIDOR	12928.6411	-1360.4311	-7092.8006	-12613.7848	-7074.0016	11307.1401
Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}
SE	1281.6253	-191.2068	-15.4192	-11.8818	-3.3528	20.9562

Fonte: Elaboração do autor.

Considerando-se que se tem três medidas de tensões na barra 6, 13 e 14, da equação (38) forma-se uma matriz de impedâncias com três linhas, $m=3$, correspondentes às linhas das barras que são monitorados por medidores inteligentes, estas três equações podem ser obtidas considerando-se a Figura 26.

Figura 26 - Correntes nos ramos do sistema teste trifásico S14.



Fonte: Elaboração do autor.

Considerando-se a linha com caminho da SE até o medidor, correspondente ao medidor 14 da matriz de impedância, obtém-se a Equação (63). Esta equação pode também ser obtida aplicando a lei de Kirchoft das tensões para o medidor alocado no nó 14, calculando-se a diferença de tensão entre o nó de referência e o nó 14, e ordenando esta equação de acordo com as correntes obtém-se a Equação (63).

$$\begin{aligned}
\bar{V}_{SE_{a,b,c}} - \bar{V}_{14_{a,b,c}} = & \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} + \bar{Z}_{6-8_{a,b,c}} + \bar{Z}_{8-10_{a,b,c}} + \bar{Z}_{10-12_{a,b,c}} + \bar{Z}_{12-14_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{14_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} + \bar{Z}_{6-8_{a,b,c}} + \bar{Z}_{8-10_{a,b,c}} + \bar{Z}_{10-12_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{12_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} + \bar{Z}_{6-8_{a,b,c}} + \bar{Z}_{8-10_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{10_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} + \bar{Z}_{6-8_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{8_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} \right) \left(\sum \bar{I}_{13-7_{a,b,c}} + \bar{I}_{6_{a,b,c}} \right) + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{5_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{4_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{3_{a,b,c}}
\end{aligned} \tag{63}$$

Sendo:

$$\sum \bar{I}_{13-7_{a,b,c}} = \bar{I}_{13_{a,b,c}} + \bar{I}_{11_{a,b,c}} + \bar{I}_{9_{a,b,c}} + \bar{I}_{7_{a,b,c}}$$

De acordo com a equação (63) as impedâncias que acompanham cada corrente são diferentes, ou seja são dispersas, com exceção das correntes correspondentes aos nós 13, 11, 9, 7 e 6, todos estes nós têm a mesma impedância, o que permite concluir que o medidor 14 vai identificar todos os nós que ele tem a montante, ou seja vai localizar a falta com precisão nos nós 14, 12, 10, 8, 6, 5, 4 e 3, e se a falta não aconteceu nestes nós, o medidor mostrará que a falta aconteceu na zona do medidor treze, isto está ilustrado na Tabela 40.

Na linha correspondente ao medidor 13 da matriz impedância obtém-se a equação (64), esta equação pode ser obtida também aplicando a lei de Kirchoft das tensões para o medidor alocado no nó 13, calculando-se a diferença de tensão entre o nó de referência e o nó 13, e ordenando de acordo com as correntes obtém-se a Equação (64).

$$\begin{aligned}
\bar{V}_{SE_{a,b,c}} - \bar{V}_{13_{a,b,c}} = & \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} + \bar{Z}_{6-7_{a,b,c}} + \bar{Z}_{7-9_{a,b,c}} + \bar{Z}_{9-11_{a,b,c}} + \bar{Z}_{11-13_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{13_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} + \bar{Z}_{6-7_{a,b,c}} + \bar{Z}_{7-9_{a,b,c}} + \bar{Z}_{9-11_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{11_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} + \bar{Z}_{6-7_{a,b,c}} + \bar{Z}_{7-9_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{9_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} + \bar{Z}_{6-7_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{7_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} \right) \left(\sum \bar{I}_{14-8_{a,b,c}} + \bar{I}_{6_{a,b,c}} \right) + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{5_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{4_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{3_{a,b,c}}
\end{aligned} \tag{64}$$

Sendo:

$$\sum \bar{I}_{14-8_{a,b,c}} = \bar{I}_{14_{a,b,c}} + \bar{I}_{12_{a,b,c}} + \bar{I}_{10_{a,b,c}} + \bar{I}_{8_{a,b,c}}$$

De acordo com a Equação 64 as impedâncias que acompanham cada corrente são diferentes e esparsas, com exceção das correntes correspondentes aos nós 14, 12, 10, 8 e 6, todos estes nós têm a mesma impedância, se conclui que o medidor 13 vai identificar todos os nós que estão localizados a sua montante, ou seja, vai localizar a falta com precisão nos nós 13, 11, 9, 7, 6, 5, 4 e 3, e se a falta não ocorreu nestes nós, o medidor mostrará que a falta ocorreu na zona do medidor 14, isto se apresenta na Tabela 40.

O mesmo procedimento é aplicado para o medidor localizado na barra 6, obtendo-se a Equação 65.

$$\begin{aligned}
\bar{V}_{SE_{a,b,c}} - \bar{V}_{6_{a,b,c}} = & \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} + \bar{Z}_{5-6_{a,b,c}} \right) \left(\sum \bar{I}_{13-7_{a,b,c}} + \sum \bar{I}_{14-8_{a,b,c}} + \bar{I}_{6_{a,b,c}} \right) + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} + \bar{Z}_{4-5_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{5_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} + \bar{Z}_{3-4_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{4_{a,b,c}} + \\
& \left(\bar{Z}_{2-3_{a,b,c}} \right) \bar{I}_{3_{a,b,c}}
\end{aligned} \tag{65}$$

Desta forma, conclui-se que o medidor 6 vai detectar a falta nos nós 5, 4 e 3, e se a falta ocorreu nos nós abaixo da sua zona de proteção, o medidor mostrará essa informação, isto se apresenta na Tabela 40.

Da equação (39) estimam-se as correntes supondo uma falta no nó p , para cada medidor, sendo $\bar{I}_{p,a,b,c}$ a corrente de prova candidata a constituir a corrente de falta, obtêm-se os resultados apresentados nas seguintes tabelas.

Tabela 34 - Correntes estimadas considerando medidor no nó 14, S14.

Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}
ISE	1281.6253	-191.2068	-15.4192	-11.8818	-3.3528	20.9562
3	1580.3539	-283.7302	-32.7181	-1.2501	-12.4873	40.2495
4	1467.4952	-213.0044	-16.5467	-16.0381	-2.8394	23.3056
5	1330.3541	-197.3188	-16.2268	-13.3632	-3.3590	22.2676
8	1086.6677	-167.3490	-15.0216	-9.0845	-3.9339	19.9147
10	1078.4388	-166.2549	-14.9794	-8.9697	-3.9440	19.8193
12	1070.3336	-165.1748	-14.9367	-8.8573	-3.9534	19.7245
14	1062.3492	-164.1083	-14.8936	-8.7471	-3.9620	19.6302
6	1282.4758	-191.6070	-16.0336	-12.4343	-3.5796	21.8357
7	1282.4758	-191.6070	-16.0336	-12.4343	-3.5796	21.8357
9	1282.4758	-191.6070	-16.0336	-12.4343	-3.5796	21.8357
11	1282.4758	-191.6070	-16.0336	-12.4343	-3.5796	21.8357
13	1282.4758	-191.6070	-16.0336	-12.4343	-3.5796	21.8357

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 35 - Correntes estimadas considerando medidor no nó 6, S14.

Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}
ISE	1281.6253	-191.2068	-15.4192	-11.8818	-3.3528	20.9562
3	1578.7478	-282.8374	-31.4099	-0.2445	-12.2078	38.4818
4	1465.9950	-212.2450	-15.3938	-15.0788	-2.5088	21.7079
5	1328.9947	-196.6246	-15.1765	-12.4957	-3.0652	20.8155
6	1281.1655	-190.9358	-15.0194	-11.5987	-3.2982	20.4346
7	1281.1655	-190.9358	-15.0194	-11.5987	-3.2982	20.4346
8	1281.1655	-190.9358	-15.0194	-11.5987	-3.2982	20.4346
9	1281.1655	-190.9358	-15.0194	-11.5987	-3.2982	20.4346
10	1281.1655	-190.9358	-15.0194	-11.5987	-3.2982	20.4346
11	1281.1655	-190.9358	-15.0194	-11.5987	-3.2982	20.4346
12	1281.1655	-190.9358	-15.0194	-11.5987	-3.2982	20.4346
13	1281.1655	-190.9358	-15.0194	-11.5987	-3.2982	20.4346
14	1281.1655	-190.9358	-15.0194	-11.5987	-3.2982	20.4346

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 36 - Correntes estimadas considerando medidor no nó 13, S14.

Barra	Real{Ia}	Imag{Ia}	Real{Ib}	Imag{Ib}	Real{Ic}	Imag{Ic}
ISE	1281.6253	-191.2068	-15.4192	-11.8818	-3.3528	20.9562
3	2141.9431	-364.0498	-32.9878	-1.6341	-12.6274	40.5952
4	1988.3974	-269.9906	-11.8873	-21.3576	0.8322	18.9366
5	1802.6242	-250.4514	-12.4379	-17.7955	-0.3667	18.6852
7	1472.5003	-212.9011	-12.5549	-12.0938	-1.9973	17.5621
9	1277.4612	-189.0127	-12.1174	-9.241	-2.5376	16.447
11	1269.0609	-187.9182	-12.1025	-9.1414	-2.5578	16.3868
13	1260.7703	-186.8361	-12.0869	-9.0437	-2.5772	16.3268
6	1737.7645	-243.3112	-12.5203	-16.5566	-0.8351	18.5038
8	1737.7645	-243.3112	-12.5203	-16.5566	-0.8351	18.5038
10	1737.7645	-243.3112	-12.5203	-16.5566	-0.8351	18.5038
12	1737.7645	-243.3112	-12.5203	-16.5566	-0.8351	18.5038
14	1737.7645	-243.3112	-12.5203	-16.5566	-0.8351	18.5038

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 37 - Desvio das correntes estimadas considerando medidor no nó 14, S14.

ΔI	Real{ ΔI_a }	Imag{ ΔI_a }	Real{ ΔI_b }	Imag{ ΔI_b }	Real{ ΔI_c }	Imag{ ΔI_c }
ΔI_3	-298.7286	92.5234	17.2989	-10.6317	9.1345	-19.2933
ΔI_4	-185.8699	21.7976	1.1275	4.1563	-0.5134	-2.3494
ΔI_5	-48.7288	6.1120	0.8076	1.4814	0.0062	-1.3114
ΔI_8	194.9576	-23.8578	-0.3976	-2.7973	0.5811	1.0415
ΔI_{10}	203.1865	-24.9519	-0.4398	-2.9121	0.5912	1.1369
ΔI_{12}	211.2917	-26.0320	-0.4825	-3.0245	0.6006	1.2318
ΔI_{14}	219.2761	-27.0985	-0.5256	-3.1347	0.6092	1.3260
ΔI_6	-0.8505	0.4002	0.6144	0.5525	0.2268	-0.8795
ΔI_7	-0.8505	0.4002	0.6144	0.5525	0.2268	-0.8795
ΔI_9	-0.8505	0.4002	0.6144	0.5525	0.2268	-0.8795
ΔI_{11}	-0.8505	0.4002	0.6144	0.5525	0.2268	-0.8795
ΔI_{13}	-0.8505	0.4002	0.6144	0.5525	0.2268	-0.8795

Fonte: Elaboração do autor.

Nos resultados apresentados na Tabela 37 o medidor 14 detecta uma falta na zona do medidor treze, e devido a esta situação que todos os deltas nos nós 6, 7, 9, 11 e 13 são os mesmos, pois como se analisou anteriormente, o medidor 14 só detecta faltas nos nós a

montante, ou seja, nos nós 3, 4, 5, 8, 10, 12 e 14, mas o medidor 14 fornece a informação da zona onde ocorreu a falta.

Tabela 38 - Desvio das correntes estimadas considerando medidor no nó 6, S14.

ΔI	Real $\{\Delta I_a\}$	Imag $\{\Delta I_a\}$	Real $\{\Delta I_b\}$	Imag $\{\Delta I_b\}$	Real $\{\Delta I_c\}$	Imag $\{\Delta I_c\}$
ΔI_3	-297.1225	91.6306	15.9907	-11.6373	8.8550	-17.5256
ΔI_4	-184.3697	21.0382	-0.0254	3.1970	-0.8440	-0.7517
ΔI_5	-47.3694	5.4178	-0.2427	0.6139	-0.2876	0.1407
ΔI_6	0.4598	-0.2710	-0.3998	-0.2831	-0.0546	0.5216
ΔI_7	0.4598	-0.2710	-0.3998	-0.2831	-0.0546	0.5216
ΔI_8	0.4598	-0.2710	-0.3998	-0.2831	-0.0546	0.5216
ΔI_9	0.4598	-0.2710	-0.3998	-0.2831	-0.0546	0.5216
ΔI_{10}	0.4598	-0.2710	-0.3998	-0.2831	-0.0546	0.5216
ΔI_{11}	0.4598	-0.2710	-0.3998	-0.2831	-0.0546	0.5216
ΔI_{12}	0.4598	-0.2710	-0.3998	-0.2831	-0.0546	0.5216
ΔI_{13}	0.4598	-0.2710	-0.3998	-0.2831	-0.0546	0.5216
ΔI_{14}	0.4598	-0.2710	-0.3998	-0.2831	-0.0546	0.5216

Fonte: Elaboração do autor.

Nos resultados da Tabela 38 verifica-se que o medidor 6 detecta uma falta na zona do medidor 13 e 14e, ou seja, na zona a jusante do medidor 6, por isso que todos os deltas nos nós 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 e 14 são os mesmos, pois como se indicou anteriormente o medidor seis só detectará a falta nos nós a seu montante, ou seja nos nós 3, 4 e 5, mas o medidor 6 fornece informação das zonas onde ocorreu a falta.

Tabela 39 - Desvio das correntes estimadas considerando medidor no nó 13, S14.

ΔI	Real $\{\Delta I_a\}$	Imag $\{\Delta I_a\}$	Real $\{\Delta I_b\}$	Imag $\{\Delta I_b\}$	Real $\{\Delta I_c\}$	Imag $\{\Delta I_c\}$
ΔI_3	-860.3178	172.8430	17.5686	-10.2477	9.2746	-19.6390
ΔI_4	-706.7721	78.7838	-3.5319	9.4758	-4.1850	2.0196
ΔI_5	-520.9989	59.2446	-2.9813	5.9137	-2.9861	2.2710
ΔI_7	-190.8750	21.6943	-2.8643	0.2120	-1.3555	3.3941
ΔI_9	4.1641	-2.1941	-3.3018	-2.6408	-0.8152	4.5092
ΔI_{11}	12.5644	-3.2886	-3.3167	-2.7404	-0.7950	4.5694
ΔI_{13}	20.8550	-4.3707	-3.3323	-2.8381	-0.7756	4.6294
ΔI_6	-456.1392	52.1044	-2.8989	4.6748	-2.5177	2.4525
ΔI_8	-456.1392	52.1044	-2.8989	4.6748	-2.5177	2.4525
ΔI_{10}	-456.1392	52.1044	-2.8989	4.6748	-2.5177	2.4525
ΔI_{12}	-456.1392	52.1044	-2.8989	4.6748	-2.5177	2.4525
ΔI_{14}	-456.1392	52.1044	-2.8989	4.6748	-2.5177	2.4525

Fonte: Elaboração do autor.

Nos resultados da Tabela 39, o medidor 13 localiza a falta na sua zona de alcance, sendo este o nó em falta, de acordo com as informações dos medidores 6 e 14 na zona do medidor 13 é onde acontece a falta, isto apresenta-se claramente na Tabela 40.

Tabela 40 - Valores absolutos dos desvios das correntes para os 03 medidores.

Considerando medidor no nó 14					Considerando medidor no nó 6					Considerando medidor no nó 13				
Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I$	Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I$	Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I$
3	312.7289	20.3048	21.3465	354.3801	3	310.9308	19.7770	19.6356	350.3434	3	877.5086	20.3389	21.7189	919.5664
4	187.1437	4.3065	2.4049	193.8551	4	185.5661	3.1971	1.1302	189.8934	4	711.1495	10.1126	4.6468	725.9090
5	49.1106	1.6873	1.3114	52.1093	5	47.6783	0.6601	0.3202	48.6585	5	524.3565	6.6227	3.7516	534.7307
8	196.4120	2.8254	1.1926	200.4299	6	0.5337	0.4899	0.5245	1.5481	7	192.1039	2.8722	3.6547	198.6308
10	204.7128	2.9451	1.2815	208.9394	7	0.5337	0.4899	0.5245	1.5481	9	4.7067	4.2279	4.5823	13.5169
12	212.8893	3.0628	1.3704	217.3225	8	0.5337	0.4899	0.5245	1.5481	11	12.9877	4.3023	4.6380	21.9280
14	220.9442	3.1785	1.4592	225.5818	9	0.5337	0.4899	0.5245	1.5481	13	21.3081	4.3771	4.6940	30.3792
6	0.9400	0.8263	0.9082	2.6745	10	0.5337	0.4899	0.5245	1.5481	6	459.1055	5.5007	3.5148	468.1209
7	0.9400	0.8263	0.9082	2.6745	11	0.5337	0.4899	0.5245	1.5481	8	459.1055	5.5007	3.5148	468.1209
9	0.9400	0.8263	0.9082	2.6745	12	0.5337	0.4899	0.5245	1.5481	10	459.1055	5.5007	3.5148	468.1209
11	0.9400	0.8263	0.9082	2.6745	13	0.5337	0.4899	0.5245	1.5481	12	459.1055	5.5007	3.5148	468.1209
13	0.9400	0.8263	0.9082	2.6745	14	0.5337	0.4899	0.5245	1.5481	14	459.1055	5.5007	3.5148	468.1209

Fonte: Elaboração do autor.

Na Tabela 40 observa-se que o medidor no nó 6 fornece a informação que a falta aconteceu na zona do medidor 13 e 14, o medidor 14 fornece a informação que a falta

ocorreu na zona do medidor 13, e o medidor 13 indica que a falta ocorreu na sua zona, a falta é localizada no nó 9.

Da Tabela 40, observa-se que para cada medidor o somatório de deltas mínimos para sua respectiva zona de proteção são dados na Tabela 41.

Tabela 41- Somatório dos deltas mínimos para os medidores alocados no S14.

Medidor	Barra falta	$\Sigma \Delta I $
14	5	52.1093
6	5	48.6585
13	9	13.5169

Fonte: Elaboração do autor.

Desta forma, a metodologia proposta identificou o nó de falta especificado.

As equações entre as barras 6 e 14, e 6 e 13 também podem ser formuladas adotando-se como nó de referência o nó 6, fornecendo informações com maior precisão para os nós correspondentes às zonas entre estes dois medidores.

Nas Tabelas 42-44 apresentam-se resumos de vários testes realizado com o S14 apresentado na Figura 25 para diferentes nós em falta e diferentes impedâncias de falta.

Tabela 42 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.

Falta monofásica a terra de 20ohm na Fase C, na barra 4														
Considerando medidor no nó 14					Considerando medidor no nó 6					Considerando medidor no nó 13				
Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $
3	11.2206	17.0647	68.4760	96.7613	3	10.3106	15.5131	66.7037	92.5274	3	11.5034	17.5021	68.9672	97.9727
4	3.8423	3.9636	3.9976	11.8035	4	2.2895	2.3594	2.3821	7.0310	4	4.2720	4.4078	4.4454	13.1251
5	1.7975	2.4541	60.8073	65.0590	5	0.6635	1.1346	62.1605	63.9586	5	2.1690	2.8436	60.4331	65.4457
8	2.6163	1.7882	175.6200	180.0244	6	0.8989	0.9674	84.6522	86.5184	7	2.3578	1.6591	175.3115	179.3284
10	2.7389	1.8867	179.5004	184.1260	7	0.8989	0.9674	84.6522	86.5184	9	4.5725	3.2677	243.3058	251.1460
12	2.8606	1.9875	183.3228	188.1709	8	0.8989	0.9674	84.6522	86.5184	11	4.6712	3.3679	246.2353	254.2744
14	2.9812	2.0898	187.0886	192.1596	9	0.8989	0.9674	84.6522	86.5184	13	4.7687	3.4672	249.1267	257.3626
6	1.2635	1.9832	83.3443	86.5910	10	0.8989	0.9674	84.6522	86.5184	6	1.5706	2.3375	82.9823	86.8903
7	1.2635	1.9832	83.3443	86.5910	11	0.8989	0.9674	84.6522	86.5184	8	1.5706	2.3375	82.9823	86.8903
9	1.2635	1.9832	83.3443	86.5910	12	0.8989	0.9674	84.6522	86.5184	10	1.5706	2.3375	82.9823	86.8903
11	1.2635	1.9832	83.3443	86.5910	13	0.8989	0.9674	84.6522	86.5184	12	1.5706	2.3375	82.9823	86.8903
13	1.2635	1.9832	83.3443	86.5910	14	0.8989	0.9674	84.6522	86.5184	14	1.5706	2.3375	82.9823	86.8903

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 43 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.

Falta trifásica a terra de 0.5ohm , na barra 14														
Considerando medidor no nó 14					Considerando medidor no nó 6					Considerando medidor no nó 13				
Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I$	Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I$	Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I$
3	4849.3687	6398.4349	5738.4002	16986.2038	3	2403.4670	3242.3115	2918.7460	8564.5245	3	2408.6127	3246.5659	2920.4449	8575.6234
4	3632.3161	4656.5555	4154.7884	12443.6600	4	1375.8593	1764.7537	1574.6968	4715.3098	4	1380.4758	1768.5433	1576.9488	4725.9679
5	2403.2786	3083.8068	2751.5975	8238.6829	5	355.3363	457.0930	407.7029	1220.1322	5	359.5290	460.5335	409.7483	1229.8107
8	213.3722	275.4837	246.6524	735.5082	6	1.0199	0.8769	0.9291	2.8259	7	1459.5660	1874.9959	1673.8890	5008.4509
10	139.1446	180.6027	162.2097	481.9570	7	1.0199	0.8769	0.9291	2.8259	9	2537.8046	3262.0601	2912.1257	8711.9904
12	66.0263	87.1241	79.0532	232.2036	8	1.0199	0.8769	0.9291	2.8259	11	2584.3658	3321.7483	2965.2927	8871.4069
14	6.0794	5.1185	5.4924	16.6903	9	1.0199	0.8769	0.9291	2.8259	13	2630.3225	3380.6697	3017.7791	9028.7713
6	1974.1209	2533.0138	2260.6027	6767.7373	10	1.0199	0.8769	0.9291	2.8259	6	3.0811	2.5436	2.7849	8.4096
7	1974.1209	2533.0138	2260.6027	6767.7373	11	1.0199	0.8769	0.9291	2.8259	8	3.0811	2.5436	2.7849	8.4096
9	1974.1209	2533.0138	2260.6027	6767.7373	12	1.0199	0.8769	0.9291	2.8259	10	3.0811	2.5436	2.7849	8.4096
11	1974.1209	2533.0138	2260.6027	6767.7373	13	1.0199	0.8769	0.9291	2.8259	12	3.0811	2.5436	2.7849	8.4096
13	1974.1209	2533.0138	2260.6027	6767.7373	14	1.0199	0.8769	0.9291	2.8259	14	3.0811	2.5436	2.7849	8.4096

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 44 – Resumo dos valores das correntes estimadas e a somatória dos deltas das correntes.

Falta bifásica a terra de 3ohm nas fases A e B, na barra 13														
Considerando medidor no nó 14					Considerando medidor no nó 6					Considerando medidor no nó 13				
Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I$	Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I$	Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I$
3	810.9620	997.2080	67.8783	1876.0483	3	808.7304	995.2797	67.1600	1871.1701	3	2259.5031	2859.7420	66.9081	5186.1533
4	444.6857	579.2085	7.5413	1031.4355	4	442.7129	577.5206	7.6456	1027.8791	4	1764.2663	2304.0912	33.4313	4101.7888
5	116.0796	150.8079	1.8661	268.7535	5	114.2887	149.2748	1.8494	265.4129	5	1314.7579	1715.7758	23.2632	3053.7969
8	470.6554	612.0183	6.3499	1089.0236	6	0.6410	0.5626	0.4661	1.6697	7	512.1130	668.1683	8.8678	1189.1491
10	490.5625	637.7523	6.6070	1134.9218	7	0.6410	0.5626	0.4661	1.6697	9	35.2567	48.0659	4.5270	87.8496
12	510.1748	663.1029	6.8561	1180.1338	8	0.6410	0.5626	0.4661	1.6697	11	14.7256	21.4203	4.3597	40.5057
14	529.4990	688.0785	7.0971	1224.6747	9	0.6410	0.5626	0.4661	1.6697	13	6.0735	5.1836	4.2131	15.4701
6	1.1851	0.9863	0.7903	2.9618	10	0.6410	0.5626	0.4661	1.6697	6	1157.5159	1509.9723	20.1862	2687.6745
7	1.1851	0.9863	0.7903	2.9618	11	0.6410	0.5626	0.4661	1.6697	8	1157.5159	1509.9723	20.1862	2687.6745
9	1.1851	0.9863	0.7903	2.9618	12	0.6410	0.5626	0.4661	1.6697	10	1157.5159	1509.9723	20.1862	2687.6745
11	1.1851	0.9863	0.7903	2.9618	13	0.6410	0.5626	0.4661	1.6697	12	1157.5159	1509.9723	20.1862	2687.6745
13	1.1851	0.9863	0.7903	2.9618	14	0.6410	0.5626	0.4661	1.6697	14	1157.5159	1509.9723	20.1862	2687.6745

Fonte: Elaboração do autor.

Em todos os testes realizados detectaram-se os nós com as condições de faltas especificadas.

3.3.2 Caso de 135 barras

Nesta subseção apresentam-se resultados de testes de localização de faltas para o sistema de 135 barras com e sem a GD.

para o algoritmo de localização das faltas. Os medidores foram alocados nas barras: 11, 15, 21, 24, 31, 39, 46, 49, 52, 56, 64, 76, 79, 88, 91, 96, 104, 108, 112, 119, 128 e 135.

Número da barra de geração: 1

Número da barra da subestação: 2

Frequência do Sistema (Hz): 60,0

Considerando uma falta à terra na barra 14, na fase A com 50hm de impedância de falta, apresenta-se na Tabela 45 os resultados obtidos pelos medidores 11, 15 e 21.

Tabela 45 - Resultados finais, considerando falta no nó 14.

Falta monofásica a terra de 50hm na fase A, na barra 14														
Considerando medidor no nó 11					Considerando medidor no nó 15					Considerando medidor no nó 21				
Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Barra	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $
4	784.8746	3.0180	1.9380	789.8306	4	1153.6536	86.9265	75.0438	1315.6239	4	974.9915	45.4493	39.3395	1059.7803
6	856.4083	162.2185	189.9784	1208.6052	6	1202.7122	168.0335	265.7587	1636.5044	6	1046.2776	166.5722	237.4993	1450.3490
7	499.6737	94.2238	110.4911	704.3886	7	792.8884	105.9121	174.1805	1072.9810	7	660.1737	100.1488	150.4517	910.7743
8	242.3032	45.3868	53.3682	341.0582	8	498.7711	67.0246	108.3147	674.1104	8	382.5228	54.8107	87.8892	525.2227
9	48.3004	8.9502	10.7302	67.9809	9	280.8478	49.6952	59.0431	389.5861	9	176.3186	29.4619	41.2010	246.9814
10	39.6799	7.4960	8.7343	55.9101	10	271.6693	50.0673	56.9247	378.6614	10	167.6590	29.5651	39.2831	236.5072
11	1.4329	0.1854	0.2421	1.8604	11	227.7453	49.2727	46.7754	323.7934	11	126.6315	28.0402	29.8440	184.5156
13	1.4329	0.1854	0.2421	1.8604	13	28.0986	5.6426	5.1628	38.9041	16	28.8440	5.6855	3.9014	38.4309
14	1.4329	0.1854	0.2421	1.8604	14	2.1249	1.0805	0.6064	3.8118	17	38.5661	7.2708	5.5354	51.3723
15	1.4329	0.1854	0.2421	1.8604	15	132.3930	21.5439	19.4825	173.4194	18	58.1056	10.7951	8.8919	77.7926
16	1.4329	0.1854	0.2421	1.8604	16	90.8503	17.9786	15.4552	124.2842	20	118.3234	19.7332	17.5191	155.5757
17	1.4329	0.1854	0.2421	1.8604	17	90.8503	17.9786	15.4552	124.2842	21	146.1534	22.3637	20.0794	188.5965
18	1.4329	0.1854	0.2421	1.8604	18	90.8503	17.9786	15.4552	124.2842	13	2.1849	0.4349	0.3638	2.9836
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
135	1.4329	0.1854	0.2421	1.8604	135	217.8888	46.8700	40.1356	304.8944	135	114.2691	24.6948	21.1789	160.1429

Fonte: Elaboração do autor.

Verifica-se que o medidor 15 localizou a falta na sua zona de alcance, na Tabela 46 resume-se o valor mínimo do somatório dos deltas de corrente que cada medidor encontrou na sua zona de proteção.

Tabela 46 - Valores mínimos das somatórias dos medidores considerando falta no nó 14.

Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus
11	39.6799	7.4960	8.7343	55.9101	10
15	2.1249	1.0805	0.6064	3.8118	14
21	28.8440	5.6855	3.9014	38.4309	16
24	5.5144	8.6781	10.3677	24.5602	23
31	16.1611	14.4066	18.5535	49.1213	23
39	23.0188	19.2226	23.6158	65.8572	23
46	30.3887	11.5841	13.5400	55.5128	24
49	19.3983	29.1614	34.0432	82.6029	24
52	20.1312	29.9551	34.9737	85.0599	24
56	22.5380	31.1165	36.5911	90.2456	24
64	41.4431	27.8760	31.6069	100.9260	37
76	38.8946	30.8339	35.4208	105.1493	37
79	34.8710	33.6342	38.3806	106.8857	37
88	32.4825	36.6491	41.9718	111.1034	37
91	31.7921	37.6781	43.1215	112.5918	37
96	34.9761	45.4872	51.8414	132.3047	39
104	35.0873	47.8777	54.6321	137.5972	39
108	51.0666	47.8489	55.4431	154.3587	47
112	51.6758	50.4617	59.0483	161.1857	47
119	51.7581	51.2215	60.0339	163.0136	47
128	33.7685	40.6662	47.2680	121.7027	37
135	36.4724	49.7818	57.0819	143.3361	39

Fonte: Elaboração do autor.

Verifica-se que na Tabela 46 que a falta foi localizada pelo medidor 15, a falta correu na barra 14, sendo esta a barra em falta.

Nas Tabelas 47, 48 apresentam-se os resumos de vários testes realizados com o S135 apresentado na Figura 27 para diferentes nós em falta e diferentes impedâncias de falta.

Tabela 47 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores.

Falta monofásica a terra de 10ohm na fase A, no nó 16						Falta monofásica a terra de 5ohm na fase B, no nó 25					
Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus	Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus
11	28.1305	7.8787	8.9466	44.9558	10	11	8.7230	40.0066	7.3269	56.0565	10
15	38.8080	7.0025	6.1634	51.9739	13	15	7.7770	9.6913	5.8880	23.3562	11
21	1.4882	1.9539	1.9872	5.4293	16	21	9.7071	12.5030	7.3327	29.5428	11
24	4.8468	9.1902	10.7579	24.7950	23	24	10.2244	51.4717	9.1356	70.8318	23
31	28.4338	7.1873	8.7521	44.3732	24	31	5.1199	5.5525	4.0480	14.7204	25
39	19.6102	11.0279	12.8975	43.5356	24	39	2.3208	35.8888	1.9332	40.1427	37
46	18.5420	12.0243	14.0368	44.6031	24	46	3.3785	34.2639	2.7726	40.4151	37
49	32.1303	21.3821	24.0411	77.5535	37	49	23.0912	14.0991	19.0639	56.2543	37
52	31.3057	22.1872	24.9648	78.4578	37	52	22.9527	16.5014	18.2233	57.6774	38
56	30.8297	23.5292	26.5632	80.9222	37	56	24.5286	17.6382	19.1737	61.3405	38
64	25.0677	29.0910	33.0245	87.1832	37	64	29.5821	19.1330	23.0657	71.7808	39
76	24.1014	32.3892	36.9018	93.3925	37	76	33.3652	22.6443	25.7740	81.7835	39
79	21.8855	35.1894	40.0463	97.1213	37	79	29.2483	35.4630	22.3944	87.1057	47
88	23.3103	37.2721	42.3793	102.9616	38	88	32.6807	32.5103	25.2266	90.4176	47
91	25.2839	37.2591	42.2162	104.7592	39	91	33.8522	31.6760	26.1262	91.6544	47
96	35.1450	40.7966	46.2027	122.1443	47	96	42.5351	32.2863	33.6496	108.4709	48
104	33.6380	43.2525	49.0295	125.9200	47	104	45.2123	31.8578	35.8914	112.9615	48
108	36.7554	48.5443	54.9664	140.2660	48	108	53.6247	37.2824	41.9330	132.8401	48
112	37.5648	51.5517	58.5387	147.6552	48	112	57.1652	41.7740	44.1981	143.1373	48
119	37.7231	52.4001	59.5357	149.6589	48	119	58.1302	42.9455	44.8907	145.9664	48
128	26.8670	40.7784	46.4006	114.0460	39	128	37.8656	32.6501	28.6232	99.1389	47
135	33.2582	45.3156	51.4514	130.0253	47	135	47.5498	32.8523	37.5688	117.9709	48

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 48 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores.

Falta monofásica a terra de 10ohm na fase C, no nó 67						Falta trifásica a terra de 2ohm, no nó 87					
Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus	Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus
11	8.3467	8.9574	27.8315	45.1356	10	11	63.3927	63.2629	65.4249	192.0804	10
15	13.7767	16.7760	34.9793	65.5320	10	15	74.5105	75.1641	76.5515	226.2262	10
21	15.2646	18.8176	36.9957	71.0779	10	21	77.5694	78.3572	79.6397	235.5663	10
24	9.4639	10.7239	35.8573	56.0451	23	24	81.5157	82.1808	86.7396	250.4361	23
31	6.1129	7.0121	30.0500	43.1750	25	31	94.6723	95.7457	99.6986	290.1167	23
39	1.4022	0.7071	4.1811	6.2904	38	39	8.3038	8.0625	9.8375	26.2038	38
46	2.3493	1.7916	5.3355	9.4764	38	46	10.4024	9.9084	11.6706	31.9815	38
49	10.3400	12.0963	48.5381	70.9743	48	49	112.6806	117.2578	120.4269	350.3653	48
52	0.4236	0.1800	13.6055	14.2092	50	52	37.5369	38.2199	39.8086	115.5654	50
56	5.5843	8.3371	57.5971	71.5185	54	56	117.0235	121.6713	124.6025	363.2972	48
64	3.6685	3.5108	17.1294	24.3087	63	64	39.6296	40.3800	42.0260	122.0355	63
76	1.5605	1.5829	0.9766	4.1201	67	76	27.3952	29.8878	30.5904	87.8735	65
79	4.2970	4.2262	0.9111	9.4343	77	79	35.5608	36.4861	38.1369	110.1837	78
88	5.2278	5.4904	7.0607	17.7790	78	88	6.0657	5.4294	5.3912	16.8864	87
91	6.1489	6.5011	6.0342	18.6842	78	91	31.9403	32.7618	34.2493	98.9515	90
96	14.8908	16.8239	8.9074	40.6221	78	96	12.7034	14.2901	16.2297	43.2231	90
104	11.8669	13.7143	22.4429	48.0241	90	104	10.1732	11.3056	12.9896	34.4684	90
108	17.6595	21.4411	18.2656	57.3662	90	108	19.1303	18.0681	17.5856	54.7840	90
112	19.9794	24.8180	18.5919	63.3892	90	112	25.8721	24.8242	23.9513	74.6476	90
119	20.6527	25.7311	18.6890	65.0728	90	119	27.6595	26.5676	25.5847	79.8118	90
128	8.8516	10.5693	6.2831	25.7040	78	128	27.0931	27.6626	29.7420	84.4977	90
135	18.6803	21.5684	14.4442	54.6930	78	135	11.0863	11.3740	12.5335	34.9939	90

Fonte: Elaboração do autor.

Nas Tabelas 49-50 apresentam-se os testes para faltas de alta impedância do sistema teste S135, considerando a proposta apresentada no Capítulo 2.

Tabela 49 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores para faltas de alta impedância.

Falta 1ph-g 35ohm, fase A, no nó 14						Falta 1ph-g 40ohm, fase A, no nó 8					
Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus	Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus
11	11.0727	0.0633	0.1487	11.2847	10	11	0.0116	0.0061	0.0034	0.0211	8
15	0.2050	0.0348	0.0970	0.3369	14	15	0.0110	0.0071	0.0034	0.0215	8
21	12.4900	2.3773	2.1397	17.0070	16	21	0.0106	0.0074	0.0035	0.0215	8
24	6.4848	0.0604	0.1110	6.6562	23	24	0.0109	0.0074	0.0031	0.0214	8
31	6.4842	0.0596	0.1115	6.6553	23	31	0.0102	0.0084	0.0036	0.0222	8
39	6.4841	0.0598	0.1113	6.6551	23	39	0.0104	0.0082	0.0033	0.0219	8
46	6.4841	0.0597	0.1113	6.6551	23	46	0.0104	0.0083	0.0033	0.0220	8
49	6.4829	0.0586	0.1118	6.6533	23	49	0.0098	0.0096	0.0040	0.0234	8
52	6.4829	0.0586	0.1118	6.6533	23	52	0.0098	0.0096	0.0040	0.0234	8
56	6.4829	0.0586	0.1118	6.6533	23	56	0.0097	0.0096	0.0041	0.0234	8
64	6.4824	0.0582	0.1120	6.6526	23	64	0.0096	0.0103	0.0044	0.0243	8
76	6.4823	0.0580	0.1121	6.6524	23	76	0.0095	0.0104	0.0046	0.0245	8
79	6.4819	0.0577	0.1122	6.6518	23	79	0.0096	0.0108	0.0048	0.0251	8
88	6.4818	0.0576	0.1123	6.6517	23	88	0.0095	0.0110	0.0050	0.0255	8
91	6.4816	0.0575	0.1123	6.6514	23	91	0.0095	0.0112	0.0051	0.0258	8
96	6.4808	0.0567	0.1126	6.6502	23	96	0.0096	0.0121	0.0058	0.0274	8
104	6.4806	0.0565	0.1127	6.6498	23	104	0.0096	0.0123	0.0060	0.0279	8
108	6.4800	0.0559	0.1131	6.6490	23	108	0.0097	0.0132	0.0069	0.0297	8
112	6.4798	0.0557	0.1133	6.6488	23	112	0.0096	0.0135	0.0072	0.0303	8
119	6.4798	0.0556	0.1133	6.6487	23	119	0.0096	0.0136	0.0073	0.0305	8
128	6.4815	0.0573	0.1124	6.6512	23	128	0.0095	0.0114	0.0053	0.0261	8
135	6.4806	0.0564	0.1127	6.6497	23	135	0.0096	0.0124	0.0061	0.0281	8

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 50 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores para faltas de alta impedância.

Falta 1ph-g 60ohm, fase C, no nó 77						Falta 1ph-g 50ohm, fase B, no nó 103					
Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus	Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus
11	0.0860	0.0803	6.5440	6.7103	10	11	0.0538	7.7236	0.0542	7.8316	10
15	0.0865	0.0805	6.5444	6.7115	10	15	0.0532	7.7242	0.0535	7.8310	10
21	0.0868	0.0806	6.5447	6.7121	10	21	0.0529	7.7246	0.0531	7.8306	10
24	0.0386	0.0538	8.8077	8.9001	23	24	0.1204	10.3938	0.1159	10.6301	23
31	0.0393	0.0530	8.8083	8.9006	23	31	0.1212	10.3946	0.1168	10.6325	23
39	0.0869	0.1301	1.1678	1.3848	38	39	0.1217	1.3449	0.1345	1.6010	38
46	0.0869	0.1301	1.1678	1.3848	38	46	0.1217	1.3449	0.1345	1.6011	38
49	0.0636	0.0512	13.1072	13.2221	48	49	0.0874	15.5487	0.0226	15.6587	48
52	0.0577	0.0995	5.0615	5.2188	50	52	0.0621	5.9889	0.0700	6.1210	50
56	0.0636	0.0512	13.1073	13.2220	48	56	0.0873	15.5488	0.0226	15.6586	48
64	0.0564	0.0949	4.9976	5.1490	63	64	0.0917	5.8970	0.0412	6.0299	63
76	0.3411	0.5418	3.9468	4.8297	65	76	0.5327	4.7252	0.5585	5.8165	65
79	0.0098	0.0810	0.1353	0.2262	77	79	0.0984	5.6293	0.0367	5.7645	78
88	0.0097	0.0809	0.1352	0.2257	77	88	0.0982	5.6295	0.0366	5.7643	78
91	0.0097	0.0808	0.1351	0.2256	77	91	0.1037	5.3861	0.0322	5.5220	90
96	0.0094	0.0801	0.1346	0.2241	77	96	0.0521	11.9250	0.0906	12.0678	92
104	0.0094	0.0799	0.1345	0.2238	77	104	0.1129	0.2149	0.0296	0.3574	103
108	0.0092	0.0794	0.1339	0.2224	77	108	0.1125	0.2144	0.0299	0.3568	103
112	0.0091	0.0792	0.1337	0.2220	77	112	0.1124	0.2143	0.0300	0.3566	103
119	0.0090	0.0791	0.1336	0.2218	77	119	0.1123	0.2142	0.0300	0.3565	103
128	0.0096	0.0806	0.1350	0.2252	77	128	0.1036	5.3861	0.0321	5.5218	90
135	0.0094	0.0799	0.1344	0.2236	77	135	0.1129	0.2149	0.0296	0.3574	103

Fonte: Elaboração do autor.

Para os testes realizados, identificou-se o nó de falta especificado para todos os casos.

3.2.2.1 Sistema teste de 135 barras com GD, S135G

Nesta sub subseção são apresentados os resultados para a localização de faltas considerando GD no sistema S135; a barra onde está conectado o GD é considerada do tipo PV com tensão nominal de linha de 13.8kV e potência total de 361.0898 kW. Para os testes da Tabela 51 o GD está conectado na barra 119 e para os testes da Tabela 52 o GD está conectado na barra 122.

As faltas a serem localizadas foram simuladas utilizando a implementação computacional do algoritmo de fluxo de potência proposto no Capítulo 2. Nas simulações utilizou-se o modelo RL série para as linhas de distribuição considerando-se as impedâncias

mútuas, e por motivos de representação, as cargas foram modeladas como potências constantes.

Baseado na dimensão do alimentador, optou-se por usar 22 medidores de tensão alocados ao longo do alimentador para fornecer os dados de medição de tensão necessários ao algoritmo de localização das faltas. Os medidores foram alocados nas barras: 11, 15, 21, 24, 31, 39, 46, 49, 52, 56, 64, 76, 79, 88, 91, 96, 104, 108, 112, 119, 128 e 135.

Nas Tabelas 51-52 apresentam-se resumos de vários testes realizado com o S135 com GD, para diferentes nós em falta e diferentes impedâncias de falta.

Tabela 51 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores.

Falta 1ph-g 10ohm, fase A, no nó 15, GD: 119						Falta 1ph-g 30ohm, fase A, no nó 105, GD: 119					
Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus	Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus
11	29.0592	7.9987	8.3593	45.4171	10	11	15.9849	8.2238	8.3430	32.5517	10
15	1.4641	0.1952	0.3641	2.0234	15	15	21.5166	14.7814	14.8971	51.1951	10
21	21.2035	4.1029	3.0190	28.3253	16	21	35.3970	6.3570	5.5292	47.2832	16
24	4.2875	9.3650	10.0780	23.7305	23	24	19.8693	9.5212	9.9938	39.3844	23
31	10.2646	16.1351	17.7638	44.1635	23	31	10.6027	4.1420	4.1615	18.9062	25
39	13.1239	20.8254	22.7495	56.6987	23	39	2.4052	0.9721	1.0538	4.4311	38
46	14.2624	21.8828	23.8649	60.0102	23	46	3.3803	1.9539	2.0218	7.3560	38
49	44.1535	21.8293	22.4158	88.3985	37	49	25.9593	11.1171	11.1166	48.1930	48
52	43.3723	22.6522	23.2810	89.3054	37	52	5.4661	0.4146	0.3635	6.2443	50
56	42.6368	24.0252	24.7894	91.4514	37	56	23.9619	2.5897	2.1914	28.7429	54
64	37.0893	29.6967	30.7156	97.5016	37	64	9.2401	3.4081	3.4023	16.0505	63
76	34.9307	33.0725	34.3536	102.3568	37	76	2.3452	2.2569	2.1724	6.7745	65
79	32.1550	35.9030	37.1672	105.2251	37	79	8.0576	2.4937	2.4706	13.0219	78
88	29.8048	39.1837	40.6490	109.6375	37	88	5.7470	1.8220	1.6985	9.2675	80
91	29.1583	40.2390	41.6559	111.0532	37	91	6.9610	1.6281	1.5906	10.1797	90
96	24.5099	50.9699	52.6816	128.1614	37	96	4.5043	2.8293	2.8865	20.2201	92
104	26.5125	52.3111	54.0059	132.8296	38	104	4.1925	0.5736	0.5455	5.3116	103
108	27.4944	59.8831	61.8705	149.2481	38	108	14.0790	2.6848	2.1369	18.9008	106
112	45.6652	54.3892	56.1848	156.2392	47	112	12.4101	4.6008	4.5335	21.5444	106
119	45.6920	53.8897	55.5588	155.1404	47	119	12.6659	4.2561	4.0387	20.9607	106
128	28.8634	43.8571	45.5599	118.2804	37	128	9.4629	4.9258	4.9420	19.3308	90
135	26.5358	54.5116	56.3322	137.3796	38	135	0.9564	1.1685	1.0983	3.2232	105

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 52 - Valores mínimos dos somatórios dos medidores.

Falta 1ph-g 20ohm, fase A, no nó 73, GD: 122						Falta 1ph-g 8ohm, fase A, no nó 73, GD: 122					
Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus	Medidor	$ \Delta I_a $	$ \Delta I_b $	$ \Delta I_c $	$\Sigma \Delta I $	Bus
11	19.8451	8.1020	8.1683	36.1154	10	11	36.5515	8.0525	8.2051	52.8090	10
15	25.0418	14.5006	14.6354	54.1778	10	15	41.7492	13.9826	14.6348	70.3666	10
21	26.5127	16.1892	16.4061	59.1081	10	21	43.1946	15.5630	16.4251	75.1827	10
24	25.0786	9.3269	9.8020	44.2076	23	24	47.4267	9.0514	9.9066	66.3848	23
31	18.6743	4.9959	4.2684	27.9386	25	31	50.9527	11.9257	6.7015	69.5799	25
39	3.1652	0.9791	1.0413	5.1857	38	39	6.1553	1.0981	1.1676	8.4210	38
46	4.0972	1.9466	1.9755	8.0193	38	46	7.0798	2.0529	2.0291	11.1618	38
49	33.8755	11.0196	10.9016	55.7967	48	49	67.1587	11.1131	10.7864	89.0582	48
52	8.5817	0.4544	0.3846	9.4208	50	52	21.4048	0.5969	0.3636	22.3653	50
56	37.1945	4.1461	3.4568	44.7974	54	56	69.0128	13.1999	12.9932	95.2060	48
64	12.3562	3.3746	3.3330	19.0638	63	64	25.0863	3.4100	3.3252	31.8216	63
76	0.6858	0.5898	0.4978	1.7734	73	76	1.4730	0.7140	0.4601	2.6471	73
79	0.9583	4.2718	4.0493	9.2794	77	79	4.4912	4.5119	3.9448	12.9479	77
88	3.8876	5.3438	5.2671	14.4985	78	88	1.9342	7.3164	6.8208	16.0714	77
91	3.2820	6.1739	6.0607	15.5166	78	91	1.4659	8.1657	7.6284	17.2599	77
96	15.4243	10.6074	10.4738	36.5055	90	96	7.6540	15.5184	15.1152	38.2876	78
104	13.7478	12.7431	12.6291	39.1200	90	104	6.6339	17.7364	17.3555	41.7258	78
108	11.3224	19.2852	19.2511	49.8586	90	108	9.0302	24.2961	24.2321	57.5584	78
112	11.9147	22.0381	22.0633	56.0161	90	112	11.5448	26.9739	27.1413	65.6600	78
119	12.0950	22.8060	22.8451	57.7461	90	119	12.2310	27.7407	27.9484	67.9201	78
128	4.2096	9.2190	9.1236	22.5522	78	128	3.6970	11.0713	10.7039	25.4722	77
135	12.7844	14.5591	14.4655	41.8089	90	135	6.7076	19.5613	19.2629	45.5318	78

Fonte: Elaboração do autor.

Para os testes realizados, identificou-se o nó de falta especificado para todos os casos.

4 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.

Neste trabalho, o objetivo quando comparado com outros trabalhos da literatura e os desenvolvidos pelo grupo de pesquisa, é a obtenção de um algoritmo eficiente e robusto para localização de faltas em redes radiais de distribuição com geradores distribuídos.

A técnica proposta para desenvolver o algoritmo de localização de faltas é baseada na análise de circuitos e afundamentos de tensão na rede de distribuição quando ocorrem diferentes tipos de faltas na rede. Os GDs alteram completamente a análise de fluxo de potência uma vez que a modelagem dos mesmos deve ser precisa para que as faltas sejam localizadas com precisão.

A necessidade de uma grande quantidade de medidores de tensão para localizar faltas em sistemas reais é uma grande limitação financeira da metodologia proposta, considerando-se a necessidade de sistema de comunicação entre estes medidores e o sistema de gerenciamento da rede. No caso do sistema de 135 barras que possui muitos ramais laterais o número de medidores é de aproximadamente 17% do número de barras do sistema. Este número de medidores depende das características topológicas da rede de distribuição em estudo.

O algoritmo desenvolvido neste trabalho está em fase inicial e com pesquisa envolvendo técnicas de otimização e análise de sinais esparsos o número de medidores necessários para localizar as faltas deve ser reduzido de forma significativa.

Com relação aos trabalhos futuros devem ser desenvolvidas as seguintes pesquisas:

- Revisar o algoritmo proposto visando melhorar a sua eficiência com um número reduzido de medidores de tensão para sistemas de grande porte. Sugere-se o uso de algoritmos de otimização para localizar as faltas a partir de medidores esparsos alocados na rede de distribuição e resultados obtidos através das matrizes de redes;

- Considerar os erros de medidas e estimação na precisão do algoritmo;
- Desenvolver uma metodologia baseada em processamento digital de sinais para detectar e identificar o tipo de falta que está ocorrendo na rede para ser a entrada do algoritmo de localização de faltas que necessita destes dados.

REFERÊNCIAS

- 1 TANG, Y.; WANG, H. F.; AGGARWAL, R. K.; JOHNS, A. T. Fault indicators in transmission and distribution systems. Drpt2000. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES, 2000, London. **Proceedings...** London: IEEE, p. 238-243, 2000.
- 2 LUO, S.; KEZUNOVIC, M.; SEVICK, D. R. Locating faults in the transmission network using sparse field measurements, simulation data and genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, New York, v. 71, n. 2, p.169-177, out. 2004.
- 3 GALIJASEVIC, Z.; ABUR, A. Fault location using voltage measurements. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 17, n. 2, p.441-445, 7 ago. 2002.
- 4 PEREIRA, R. A. F. **Localização de faltas fase-terra em circuitos radiais de distribuição através de algoritmos de busca inteligente**. 2003. 147 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.
- 5 PEREIRA, R. A. F.; SILVA, L. G. W.; MANTOVANI, J. R. S. Localização de faltas fase-terra em alimentadores radiais de distribuição utilizando aquisição de dados esparsos sincronizados. In: XV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 15., 2004, Gramado. **Anais...** Gramado-RS: CBA, 2004.
- 6 PEREIRA, R. A. F.; SILVA, L. G. W.; KEZUNOVIC, M.; MANTOVANI, J. R. S. **Location of single line-to-ground faults on distribution feeders using voltage measurements**. Caracas: IEEE/PES Transmission & Distribution Conference And Exposition, 2006.
- 7 LEHTONEN, M.; PETTISSALO, S.; ETULA, J. H. Calculational fault location for electrical distribution networks. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM MONITORING AND CONTROL, 30., 1991, London. **Proceedings...** London: [s. n.], 1991. p. 38-43.
- 8 GIRGIS, A. A.; FALLON, C. M. Fault location techniques for radial and loop transmission systems using digital fault recorded data. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 7, n. 4, p.1936-1945, out. 1992. (IEEE).
- 9 GIRGIS, A. A.; FALLON, C. M.; LUBKEMAN, D. L. A fault location technique for rural distribution feeders. **IEEE Transactions On Industry Applications**, Piscataway, v. 29, n. 6, p.1170-1175, 1993.

- 10 DAS, R.; SACHDEV, M. S.; SIDHU, T. S. A technique for estimating locations of shunt faults on distribution lines. **Communications, Power, and Computing**, Winnipeg, v. 1, p. 6-11, maio 1995.
- 11 SACHDEV, M. S.; DAS, R.; SIDHU, T. S.. Determining locations of faults in distribution systems. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION (CONF. PUBL. NO. 434), 6., 1997, Nottingham. **Proceedings...** Nottingham: IET, 1997. p. 188 - 191.
- 12 DAS, R.; SACHDEV, M. S.; SIDHU, T. S.. A fault locator for radial subtransmission and distribution lines. **Power Engineering Society Summer Meeting**, Seattle, v. 1, p. 443-448, jul. 2000.
- 13 AGGARWAL, R. K.; ASLAN, Y.; JOHNS, A. T. An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with load taps. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEMS PROTECTION, 6., Nottingham. **Proceedings...** Nottingham: [s. n.], 1997. p.184-187.
- 14 AGGARWAL, R. K.; ASLAN, Y.; JOHNS, A. T. New concept in fault location for overhead distribution systems using superimposed components. **IEE Proceedings - Generation, Transmission And Distribution**, Piscataway, v. 144, n. 3, p. 309-316, maio 1997.
- 15 ZHU, J.; LUBKEMAN, D. L.; GIRGIS, A. A. Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 12, n. 2, p. 801-809, abr. 1997.
- 16 LEHTONEN, M.; MATSINEN, A.; ANTILA, E.; KURU, J.; VUORENPAA, P.; MATINLASSI, E.; PETTISSALO, S. Automatic fault management in distribution networks. In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 16., 2001, Amsterdam. **Proceedings...** Amsterdam: [s n.], 2001. v. 3, p. 10-10.
- 17 LEE, S.-J.; CHOI, M.-S.; KANG, S.-H.; JIN, B.-G., LEE, D.-S., AHN, B.-S., YOON, N.-S., KIM, H.-Y.; WEE, S.-B. An intelligent and efficient fault location and diagnosis scheme for radial distribution systems. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 19, n. 2, p. 524-532, abr. 2004.
- 18 SENGER, E. C.; MANASSERO, G.; GOLDEMBERG, C.; PELLINI, E. L. Automated fault location system for primary distribution networks. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 20, n. 2, p. 1332-1340, abr. 2005.
- 19 LI, H.; MOKHAR, A. S.; JENKINS, N. Automatic fault location on distribution network using voltage sags measurements. In: CIRED 2005 - INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 18., 2005, Turin. **Proceedings...** Turin: IET, 2005. p. 1-4.

- 20 GOHOKAR, V. N.; KHEDKAR, M. K. Faults locations in automated distribution system. **Electric Power Systems Research**, New York, v. 75, n. 1, p.51-55, jul. 2005.
- 21 WON, D.-J.; CHUNG, I.-Y.; KIM, J.-M.; MOON, S.-I., SEO, J.-C.; CHOE, J.-W. A new algorithm to locate power-quality event source with improved realization of distributed monitoring scheme. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 21, n. 3, p. 1641-1647, jul. 2006.
- 22 REINERI, C. A.; ÁLVAREZ, C. Load research for fault location in distribution feeders. **IEE Proceedings - Generation, Transmission And Distribution**, Piscataway, v. 146, n. 2, p. 115-120, mar. 1999.
- 23 WILLIS, O. L. A review of fault locating techniques in medium-voltage power cable. In: INDUSTRY APPLICATIONS SOCIETY ANNUAL PETROLEUM AND CHEMICAL INDUSTRY CONFERENCE, 38., 1991, Toronto. **Proceedings...** New York: IEEE, 1991. p. 225-228.
- 24 BÍSCARO, A. A. P. **Proposta de algoritmos inteligentes para localizar faltas e monitorar a qualidade da energia em redes de distribuição de energia elétrica**. 2013. 156 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013.
- 25 EMBREE, P. M.; DANIELI, D. **C++ algorithm for digital signal processing**. Upper Saddle River: Prentice Hall, 1999. 331 p.
- 26 CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions On Power Systems**, Piscataway, v. 10, n. 2, p.671-679, maio 1995.
- 27 NOVOSEL, D.; HART, D.; HU, Y.; MYLLYMAKI, J. **System for locating fault and estimating fault resistance in distribution networks with tapped loads**. EEUU n° US5839093 A, 31 dez. 1996, 17 nov. 1998. United States Patent, 1998.
- 28 SAHA, M. M.; PROVOOST, F.; ROSOŁOWSKI, E. Fault location method for MV cable network. In: International Conference On Developments In Power Systems Protection, 7., Amsterdam. **Proceedings...** Amsterdam: [s. n.], 2001. p.323-326.
- 29 SAHA, M.; ROSOŁOWSKI, E. **Method and device of fault location for distribution networks**. EEUU n° US 6483435 B2, 11 jul. 2001, 19 nov. 2002. United States Patent, 2002
- 30 SAHA, M.; ROSOŁOWSKI, E. **Fault location in a medium-voltage network**. EEUU n° US 6420876 B1, 19 fev. 1999, 16 jul. 2002. United States Patent, 2002.

- 31 SUAREZ, I. D.; CAICEDO, G. C.; VARGAS-TORRES, H. R. Review of stable and transient fault location techniques for distribution systems Part I: Steady-state locators based on circuit analysis. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENE WABLE ENERGIES AND POWER QUALITY, 8., 2010, Granada. **Proceedings...** Granada: ICREPQ, 2010a. p. 1 - 8.
- 32 SUAREZ, I. D.; CAICEDO, G. C.; VARGAS-TORRES, H. R. Review of stable and transient fault location techniques for distribution systems part II: steady-state knowledge based and transient analysis techniques. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENE WABLE ENERGIES AND POWER QUALITY, 8., 2010, Granada. **Proceedings...** Granada: ICREPQ, 2010b. p. 1 - 6.
- 33 KEZUNOVIC, M. Intelligent applications in substations: disturbance analysis. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, 2004., Denver, v. 1, p.719-723, jun. 2004.
- 34 DÍAZ, R. H.; LÓPEZ, M. Fault location techniques for electrical distribution networks: a literature survey. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER AND ENERGY SYSTEMS - IASTED, 50., 2005, Benalmádena. **Proceedings...** Benalmádena: IASTED, 2005. p. 311-318.
- 35 SAHA, M. M.; DAS, R.; VERHO, P.; NOVOSEL, D. Review of fault location techniques for distribution systems. In: POWER SYSTEMS AND COMMUNICATIONS INFRASTRUCTURES FOR THE FUTURE, 2002, Beijing. **Proceedings...** Beijing: [s. n.], 2002. p. 1 - 6.
- 36 DAS, R. **Determining the locations of faults in distribution systems**. 1998. 232 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Saskatchewan, Saskatoon, 1998.
- 37 DAS, B. Fuzzy logic-based fault-type identification in unbalanced radial power distribution system. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 21, n. 1, p.278-285, jan. 2006.
- 38 PEREIRA, R. A. F. **Localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia elétrica usando medições esparsas de tensões**. 2007. 132 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2007.
- 39 MORA-FLÒREZ, J.; MELÉNDEZ, J.; CARRILLO-CAICEDO, G. Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, New York, v. 78, n. 4, p. 657-666, abr. 2008.
- 40 PEREIRA, R. A. F.; SILVA, L. G. W.; KEZUNOVIC, M.; MANTOVANI, J. R. S. Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 24, n. 2, p. 852-862, abr. 2009a.

- 41 PEREIRA, R. A. F.; KEZUNOVIC, M.; MANTOVANI, J. R. S. Fault location algorithm for primary distribution feeders based on voltage sags. **International Journal Of Innovations In Energy Systems And Power**, Glasgow, v. 4, n. 1, p. 1-8. abr. 2009b.
- 42 PEREIRA, R. A. F.; SILVA, L. G. W.; KEZUNOVIC, M.; MANTOVANI, J. R. S. Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 24, n. 2, p. 852-862, abr. 2009c.
- 43 BÍSCARO, A. A. P. **Modelo estocástico de programação matemática de alocação de medidores de tensão em alimentadores radiais de distribuição de energia elétrica para localização de faltas e monitoramento do perfil de tensão**. 2009. 94 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.
- 44 TRINDADE, F. C. L. **Desenvolvimento de metodologias para localização de defeitos em sistemas de distribuição com medidores inteligentes**. 2013. 179 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.
- 45 MAJIDI, M.; ARABALI, A.; ETEZADI-AMOLI, M. Fault location in distribution networks by compressive sensing. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 30, n. 4, p.1761-1769, ago. 2015.
- 46 SIMÕES, M. G.; FARRET, F.A. **Renewable energy systems: design and analysis with induction generators**. Florida: CRC, 2004. 384 p.

APÊNDICE

Os testes da seção 3.2 foram executados para um alimentador de distribuição trifásico, real, com 134 nós, tensão nominal de 13,8 kV e potência nominal de 7,065 MVA, cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 27, A Tabela A1 contém os dados desse alimentador, sendo que as potências especificadas nesta tabela estão conectadas aos nós listados na coluna designada por "No Final". As matrizes de impedâncias de rede para cada trecho de rede estão listadas após a tabela A1.

Tabela A1 – Dados do alimentador utilizado nos testes do algoritmo de localização de faltas proposto.

Nó Inicial	Nó Final	Distância (m)	Bitola do Condutor	Potência (KVA)
0	1	-----	-----	0,00
1	2	900,00	#4/0	0,00
2	3	50,00	#2	45,00
2	4	100,00	#4/0	0,00
4	5	40,00	#4/0	75,00
5	6	200,00	#4/0	75,00
6	7	200,00	#4/0	112,50
7	8	200,00	#4/0	75,00
8	9	10,00	#4/0	75,00
9	10	50,00	#4/0	0,00
10	11	100,00	#4	0,00
11	12	60,00	#4	8,60
12	13	30,00	#4	75,00
13	14	160,00	#4	75,00
11	15	30,00	#4	112,50
15	16	10,00	#4	45,00
16	17	20,00	#4	112,50
17	18	40,00	#4	0,00
18	19	40,00	#2	75,00
19	20	50,00	#2	112,50
18	21	150,00	#2	112,50
10	22	30,00	#4/0	112,50
22	23	70,00	#4/0	0,00
23	24	50,00	#4	3,00

24	25	20,00	#4	45,00
25	26	30,00	#4	0,00
26	27	60,00	#2	112,50
27	28	40,00	#2	0,00
28	29	20,00	#2	75,00
29	30	120,00	#2	112,50
28	31	20,00	#2	112,50
26	32	20,00	#4	112,50
32	33	5,00	#4	112,50
33	34	25,00	#4	112,50
23	35	10,00	#4/0	0,00
35	36	70,00	#4/0	12,40
36	37	10,00	#4/0	112,50
37	38	10,00	#4/0	0,00
38	39	70,00	#4/0	3,00
38	40	100,00	#4/0	0,00
40	41	60,00	#4	75,00
40	42	50,00	#4	75,00
42	43	10,00	#4	75,00
40	44	30,00	#4/0	112,50
44	45	40,00	#4/0	45,00
38	46	60,00	#4/0	1,00
46	47	20,00	#4/0	112,50
47	48	120,00	#4/0	0,00
48	49	50,00	#4/0	112,50
49	50	20,00	#4/0	75,00
50	51	170,00	#4/0	112,50
48	52	100,00	#4/0	0,00
52	53	60,00	#4	1,20
53	54	30,00	#4	112,50
54	55	130,00	#4	75,00
52	56	20,00	#4	75,00
56	57	80,00	#4	0,00
57	58	50,00	#2	10,00
57	59	60,00	#2	112,50
59	60	20,00	#2	3,80
48	61	40,00	#4/0	3,00
61	62	10,00	#4/0	5,50
62	63	50,00	#4/0	0,00
63	64	30,00	#1/0	75,00
64	65	20,00	#1/0	75,00
65	66	30,00	#1/0	3,50
66	67	20,00	#1/0	0,00

67	68	30,00	#4	112,50
67	69	20,00	#4	7,00
69	70	20,00	#4	112,50
67	71	50,00	#1/0	75,00
71	72	40,00	#1/0	8,50
72	73	40,00	#1/0	1,90
73	74	20,00	#1/0	112,50
74	75	110,00	#1/0	112,50
63	76	20,00	#4/0	112,50
76	77	30,00	#4/0	5,90
77	78	50,00	#4/0	0,00
78	79	70,00	#4/0	75,00
79	80	70,00	#4/0	112,50
80	81	30,00	#4/0	112,50
81	82	30,00	#4/0	0,00
82	83	50,00	#4	75,00
82	84	50,00	#4/0	75,00
84	85	30,00	#4/0	112,50
85	128	20,00	#4/0	0,00
128	86	30,00	#4/0	15,50
86	87	20,00	#4/0	75,00
78	88	130,00	#2	75,00
78	89	50,00	#4/0	75,00
89	90	50,00	#4/0	0,00
90	91	180,00	#4/0	45,00
91	92	20,00	#4/0	0,00
92	93	30,00	#2	112,50
92	94	70,00	#2	23,50
92	95	100,00	#4/0	0,00
95	96	40,00	#2	75,00
95	97	50,00	#2	6,00
97	98	60,00	#2	0,00
98	99	110,00	#4	23,50
98	100	40,00	#2	75,00
100	101	110,00	#2	112,50
95	102	60,00	#4/0	112,50
102	103	40,00	#4/0	0,00
103	104	30,00	#1/0	75,00
103	105	150,00	#1/0	75,00
105	106	210,00	#1/0	108,50
106	107	30,00	#1/0	0,00
107	108	100,00	#1/0	0,00
108	109	100,00	#4	108,50

109	110	30,00	#4	112,50
110	111	20,00	#4	112,50
107	112	170,00	#4/0	75,00
112	113	110,00	#4/0	0,00
113	114	110,00	#4	0,00
113	115	200,00	#4	30,00
115	116	200,00	#4	30,00
116	117	200,00	#4	30,00
117	118	200,00	#4	30,00
90	119	110,00	#2	0,00
119	120	70,00	#4/0	0,00
120	121	70,00	#4/0	30,00
119	122	70,00	#2	55,00
122	123	130,00	#4	0,00
123	124	20,00	#4	15,50
123	125	20,00	#4	15,50
125	126	40,00	#4	45,00
126	127	40,00	#4	112,50
128	129	60,00	#2	45,00
104	130	70,00	#1/0	0,00
130	131	20,00	#4/0	112,50
130	132	100,00	#1/0	0,00
132	133	40,00	#1/0	112,50
133	134	40,00	#1/0	112,50

Fonte: (38)

As matrizes de impedâncias de redes, para as várias seções do alimentador, são as seguintes:

- Seção 0 -1, 0 – 1, correspondente a impedância equivalente do sistema de geração transmissão e impedância do transformador da subestação:

$$[Z_{0-1}] = \begin{bmatrix} 0,2900 \, j1,9200 & 0,1960 \, j0,5300 & 0,1960 \, j0,5300 \\ 0,1960 \, j0,5300 & 0,2900 \, j1,9200 & 0,1960 \, j0,5300 \\ 0,1960 \, j0,5300 & 0,1960 \, j0,5300 & 0,2900 \, j1,9200 \end{bmatrix} [\Omega]$$

- Seção com condutores de bitola #2:

$$[Z_{\#2}] = \begin{bmatrix} 1,0840 \, j0,9980 & 0,0600 \, j0,4780 & 0,0600 \, j0,4500 \\ 0,0600 \, j0,4780 & 1,0840 \, j0,9980 & 0,0600 \, j0,5360 \\ 0,0600 \, j0,4500 & 0,0600 \, j0,5360 & 1,0840 \, j0,9980 \end{bmatrix} [\Omega / \text{km}]$$

- Seção com condutores de bitola #4:

$$[Z_{\#4}] = \begin{bmatrix} 1,6440 \text{ } j1,0060 & 0,0600 \text{ } j0,4780 & 0,0600 \text{ } j0,4500 \\ 0,0600 \text{ } j0,4780 & 1,6440 \text{ } j1,0060 & 0,0600 \text{ } j0,5360 \\ 0,0600 \text{ } j0,4500 & 0,0600 \text{ } j0,5360 & 1,6440 \text{ } j1,0060 \end{bmatrix} [\Omega / \text{km}]$$

- Seção com condutores de bitola #1/0:

$$[Z_{\#1/0}] = \begin{bmatrix} 0,7567 \text{ } j1,0067 & 0,0600 \text{ } j0,4780 & 0,0600 \text{ } j0,4500 \\ 0,0600 \text{ } j0,4780 & 0,7567 \text{ } j1,0067 & 0,0600 \text{ } j0,5360 \\ 0,0600 \text{ } j0,4500 & 0,0600 \text{ } j0,5360 & 0,7567 \text{ } j1,0067 \end{bmatrix} [\Omega / \text{km}]$$

- Seção com condutores de bitola #4/0:

$$[Z_{\#4/0}] = \begin{bmatrix} 0,4272 \text{ } j0,9609 & 0,0600 \text{ } j0,4780 & 0,0600 \text{ } j0,4500 \\ 0,0600 \text{ } j0,4780 & 0,4272 \text{ } j0,9609 & 0,0600 \text{ } j0,5360 \\ 0,0600 \text{ } j0,4500 & 0,0600 \text{ } j0,5360 & 0,4272 \text{ } j0,9609 \end{bmatrix} [\Omega / \text{km}]$$